

UNIVERSIDAD CATÓLICA SANTO TORIBIO DE MOGROVEJO



**IMPACTO ECONÓMICO DE LAS EMISIONES DE GASES
EFECTO INVERNADERO DE LAS CENTRALES TÉRMICAS
EN EL PERÚ**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE:
ECONOMISTA**

AUTORES:

**Bach. Exebio Taboada, Vania Betina
Bach. Prieto Racchumi, Marco Víctor André**

Chiclayo, 11 de Diciembre de 2013

**IMPACTO ECONÓMICO DE LAS EMISIONES DE GASES
EFECTO INVERNADERO DE LAS CENTRALES TÉRMICAS
EN EL PERÚ.**

POR:

Bach. Exebio Taboada, Vania Betina
Bach. Prieto Racchumi, Marco Víctor André

Presentada a la Facultad de Ciencias Empresariales de la
Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo, para optar el

Título de:

ECONOMISTA

APROBADO POR:

Eco. Luis Fernando Terrones Cano
Presidente de Jurado

Eco. Mellany Geraldine Pintado Vásquez
Secretaria de Jurado

Dr. Ciro Eduardo Bazán Navarro
Vocal/Asesor de Jurado

CHICLAYO, 2013

INDICE

DEDICATORIA	6
AGRADECIMIENTO	7
RESUMEN	8
ABSTRACT	9
INTRODUCCIÓN	10
CAPITULO I: MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL	14
1.1. Antecedentes	14
1.2. Bases teórico- conceptuales	15
CAPITULO II: MARCO METODOLÓGICO	20
2.1. Tipo de investigación	20
2.2. Abordaje metodológico	20
2.3. Sujetos de la Investigación	22
2.4. Instrumentos de recolección de los datos	22
2.5. Procedimiento	23
2.6. Análisis de los datos.....	28
2.7. Criterios éticos	32
2.8. Criterios de rigor científico.....	34
CAPITULO III: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN	36
CONSIDERACIONES FINALES	52
RECOMENDACIONES	54
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	57
ANEXOS	61

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA N° 01: Tipos de impactos ambientales	16
TABLA N° 02: Interpretación del Indicador ∇ PN.....	27
TABLA N° 03: Empresas de Generación Eléctricas del COES	36
TABLA N° 04: Externalidades en generación eléctrica de las centrales Térmicas	37
TABLA N° 05: Costos de Contaminación promedio de las Centrales Térmicas en los Receptores (2005 – 2010)	44
TABLA N° 06: Beneficios Económicos	45
TABLA N° 07: Costos Privados	46
TABLA N° 08: Costos Ambientales	46
TABLA N° 09: ∇ AN de los Beneficios Económicos	47
TABLA N° 10: ∇ AN de los Costos Privados	47
TABLA N° 11: ∇ AN de los Costos Ambientales	47
TABLA N° 12: Relación Beneficio - Costo.....	48

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA N° 01: Etapas del Análisis Costo-Beneficio.....	23
FIGURA N° 02: Participación de contaminantes por tipo de Central Térmica (2009)	38
FIGURA N° 03: Producción anual de energía eléctrica por tipo de central.....	41

DEDICATORIA

A nuestros padres, por su apoyo incondicional, especialmente en esta etapa de nuestra formación profesional.

AGRADECIMIENTO

A Ciro Eduardo Bazán Navarro y Julia Maturana Coronel, quienes fueron nuestros guías en el aprendizaje y desarrollo de nuestra tesis.

RESUMEN

La contaminación del aire ha venido tratándose en nuestro país en los últimos años con mayor responsabilidad, debido en gran parte a que dicho problema es hoy en día reconocido por parte de las autoridades de gobierno a nivel central, regional y local, por el abastecimiento insuficiente e inestable de energía a precios asequibles, pero también por el daño ambiental causado.

Esta investigación busca principalmente, cuantificar los beneficios y costos económicos de la producción de las centrales térmicas y el impacto de las emisiones de gases efecto invernadero sobre la salud, biodiversidad, cultivos, materiales de construcción y cambio climático utilizando el método de Análisis Costo-Beneficio (ACB). Los resultados que se obtienen demuestran que los beneficios económicos son mayores a la suma de los costos privados y sociales de la generación eléctrica en nuestro país.

Palabras clave: efecto invernadero, impacto económico, gases efecto invernadero, costos económicos, beneficios económicos, precio social.

ABSTRACT

Air pollution has been treated in our country in recent years with greater responsibility, mainly because this problem is recognized by government authorities at central, regional and local level, by an insufficient and unstable energy supply to affordable prices, but also by the environmental damage caused.

This research seeks primarily to quantify the benefits and costs of the production of power plants and the impact of greenhouse gas emissions on health, biodiversity, crops, building materials, and climate change using the method Cost-Benefit Analysis (CBA). The result obtained show that the economic benefits are greater than the sum of the private and social of power generation in our country.

Keywords: greenhouse, economic impact, greenhouse gases, economic costs, economic benefits, social price.

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica constituye uno de los principales motores del crecimiento y desarrollo económico y social de un país, debido a que casi todas las actividades indispensables se realizan gracias a ella. Es muy difícil, hoy en día, encontrar una sociedad que haya alcanzado un nivel de desarrollo dejando de lado este bien de primera necesidad. Por ello, la industria eléctrica es considerada un sector clave para las economías de los países.

Por otra parte, gracias a los cambios tecnológicos, el sector eléctrico tanto en el ámbito internacional como en nuestro país ha sufrido cambios en su organización, tendiendo a la liberalización del mercado eléctrico, caracterizada por la desintegración vertical de las actividades económicas (generación, transmisión, distribución y comercialización) y la creación de organismos supervisores que vienen regulando toda la actividad en nuestro país.

Debido a esto y a la conciencia medioambiental que se viene adquiriendo de experiencias en otros países, las energías “limpias” constituyen un factor muy importante dentro de las actividades del mercado eléctrico, sobre todo en la generación.

En nuestro país, de acuerdo al recurso utilizado por las centrales pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC), se identifican dos tipos de centrales generadoras, las cuales produjeron en total 35,218.60 GW de energía eléctrica en el 2011, de la cual 58% fue producido por centrales hidroeléctricas que utilizan la potencia del agua y el porcentaje restante fue generada por centrales térmicas que utilizan fuentes de calor que se produce fundamentalmente en la quema de combustibles fósiles como el carbón, el petróleo y el gas natural.

Las centrales térmicas, si bien representan un porcentaje importante dentro de la generación eléctrica, también constituyen una gran fuente de emisión de diversos contaminantes, que pueden ser producidos por la emisión de gases (dióxido de carbono, dióxido de azufre, óxido de nitrógenos y partículas), vertimientos de agua y desechos sólidos.

Debido a esto, contribuye al desarrollo de un problema que se está tratando actualmente, como lo es el cambio climático, fenómeno que se manifiesta por un aumento de la temperatura media del planeta, que tiene como consecuencia directa el aumento de la capacidad de retención de calor de la atmósfera. Un estudio reciente de Amestoy (2010) corrobora que en los últimos años se está produciendo, de hecho, un aumento de la temperatura media de la tierra de algunas décimas de grado que podría llegar a estar entre 1,0 y 3,5 °C en el año 2100.

En este sentido, el mundo se enfrenta a un dilema, el abastecimiento insuficiente e inestable de energía a precios asequibles, y al daño ambiental causado por las emisiones. Pues, la demanda de energía no deja de aumentar, lo que representa una carga cada vez mayor para el medio ambiente. Esto llevó a plantearnos que las emisiones de gases efecto invernadero liberados por las centrales térmicas en el Perú generan un beneficio social menor al beneficio privado de las empresas.

Tradicionalmente, la planificación y operación de sistemas eléctricos se realiza de tal manera que se busca minimizar los costos de generación, sin considerar los niveles de emisiones producidos y sin tomar en cuenta los costos de la contaminación. Cabe resaltar que la inversión requerida por MW de potencia en una central hidroeléctrica es 30% mayor que una central térmica, por lo que el Estado Peruano acordó bajo el decreto legislativo N° 1058 el régimen de la depreciación acelerada para efectos del impuesto a la renta con el objeto de incentivar la generación de energía eléctrica a base de recursos renovables.

Desde el punto de vista social, estos efectos deben considerarse como costos ya que dañan la vida de una forma u otra. Así, la mayor parte de las emisiones de contaminantes atmosféricos del sector proceden de las centrales que utilizan combustibles fósiles como el carbón, el petróleo o el gas natural y cuyo problema se ha convertido no sólo en una preocupación nacional sino también internacional.

El crecimiento económico que en los últimos años ha experimentado nuestro país viene acompañado por un incremento muy considerable en el consumo de energía eléctrica y por consiguiente del aumento de las emisiones de gases efecto invernadero. Principalmente la contaminación del aire es un tema que ha venido tratándose en nuestro país en los últimos años con mayor responsabilidad por parte de las autoridades de gobierno a nivel central, regional y local, debido en gran parte a que dichos problemas son actualmente reconocidos por nuestra población, la cual ha manifestado su preocupación por los problemas de salud que podría causarle, al estar expuesta continuamente a altas concentraciones de contaminantes.

Las empresas de generación y transmisión de energía eléctrica son responsables en la construcción y operación de sus instalaciones, que ocasionan impactos sobre el ambiente. Las empresas de generación de energía eléctrica desarrollan y ejecutan planes con la finalidad de cumplir la normativa vigente y futura. Estas acciones implican costos de inversión y operación adicionales.

El objetivo de esta tesis es determinar el impacto económico de las emisiones de gases efecto invernadero de las centrales térmicas en el Perú. Esto es de suma importancia para nuestro país ya que nos permitirá estimar el beneficio neto, medido desde el punto de vista de las pérdidas y ganancias generadas sobre el bienestar social, utilizando el método Análisis Costo-Beneficio (ACB), y nos permitirá conocer cuánto afectan económicamente las emisiones de gases

efecto invernadero liberadas por las centrales térmicas en el Perú. Los resultados de nuestra investigación servirán como insumo a los funcionarios de gobierno, para que desarrollen estrategias con el fin de mejorar la calidad del aire en nuestro país, para que utilicen los recursos eficientemente e identifiquen las medidas político-administrativas y técnicas que se deban desarrollar para mitigar la contaminación del aire.

CAPITULO I: MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

1.1. Antecedentes

La propuesta de una norma de emisión en Chile resulta técnica y económicamente factible de realizar y es socialmente beneficiosa, según el estudio desarrollado por Contreras, et al. (2009). Este trabajo presenta un análisis sobre el enfoque y criterios normativos, técnicos y económicos que permitieron a la Comisión Nacional de Medio Ambiente (CONAMA), actual Ministerio de Medio Ambiente, formular una norma de emisión para las centrales térmicas considerando tres escenarios sobre las posibles reducciones de las emisiones, utilizando como una de las metodologías la evaluación costo-efectividad y costo-beneficio. Se puede concluir que en el Escenario 1, la diferencia entre los beneficios y los costos de la aplicación de la norma alcanzan a US\$ 922 millones, por su parte, la aplicación del Escenario 2 entrega un resultado neto de US\$ 1579 millones y finalmente, el Escenario 3 obtiene un beneficio neto de US\$ 2075 millones. El escenario tres entrega el mayor valor actual neto (VAN), el que asciende a US\$ 2075 millones en la evaluación usando un horizonte de 20 años.

La reciente crisis económica iniciada en Estados Unidos tuvo un impacto en las emisiones generadas por las centrales térmicas según el estudio desarrollado por Alcántara y Padilla (2009) sobre determinantes del crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero en España (1990-2007). En este trabajo, los autores analizan los factores que han contribuido al importante aumento de estos gases y para ello utilizan la metodología de descomposición factorial que les permite hacer una distribución exacta de la variación de emisiones, obteniendo en el año 2008 una reducción del 6,5% del total de emisiones como consecuencia de la disminución en la producción por efecto de la crisis. En ese mismo

año, en nuestro país, Macines (2009) en su tesis denominada “El mercado de carbono y el financiamiento de proyectos hidroeléctricos en el Perú” estimó para las emisiones de CO₂, una tasa de crecimiento promedio anual de 9,69% en el período 1998 – 2007.

En estudios recientes, Octaviano (2011) realiza un análisis general de las externalidades ambientales derivadas de la utilización de combustibles fósiles en la industria eléctrica centroamericana utilizando 25 centrales de países como Costa Rica, El Salvador, Honduras, considerando los efectos en salud derivados de la exposición a partículas como SO₂ y a los demás de gases efecto invernadero, encontrando que las externalidades se estimaron en 20,3 millones de dólares anuales (equivalente al 0,02% del PBI de estos países) y que la internalización de las externalidades en el precio de la electricidad implicaría aumentos de entre 09 y 27 centavos de dólar por KWh, es decir, entre 1,83% y 5,35% del costo del KWh, si se considera un costo de referencia de 5 centavos de dólar por KWh.

1.2. Bases teórico- conceptuales

La energía eléctrica se ha convertido en parte de nuestra vida diaria, y está íntimamente relacionada con los requerimientos actuales del hombre; sin ella, difícilmente podríamos imaginarnos los niveles de progreso que el mundo ha alcanzado.

Sin embargo, según la Comisión de Servicios Públicos de Wisconsin (PSC) una planta de energía puede afectar el medio ambiente por su construcción y su funcionamiento. Estos efectos, o impactos, pueden ser temporales o permanentes.

Según el Centro de estudios para el desarrollo económico de la Universidad de los Andes (2010) los impactos principales de las centrales eléctricas se muestran en la siguiente tabla:

TABLA N° 01: Tipos de impactos ambientales

DIRECTO SOBRE LAS PERSONAS	ECOSISTEMAS Y PROCESOS BIOLÓGICOS	IMPACTOS SOBRE SISTEMAS NO VIVIENTES	AFECCIÓN DE COMPONENTES Y CUASI EXISTENCIAS
<ul style="list-style-type: none"> - Salud, medidos en términos de mortalidad y morbilidad, generados por impactos en agua y aire. - Pérdidas de visibilidad, pérdidas de vistas escénicas y presencia de olores. 	<ul style="list-style-type: none"> - Productividad de los ecosistemas (agropecuarios, forestal, pesca comercial). - Estabilidad y diversidad de los ecosistemas (recreación, otros). 	<ul style="list-style-type: none"> - Afectaciones a materiales, infraestructuras públicas y privadas, suelo, incrementos en costos de producción. - Afectaciones del macro y micro clima. 	<ul style="list-style-type: none"> - Afectación total y parcial del patrimonio cultural, relaciones sociales, desaparición de especies de flora y fauna y ecosistemas.

FUENTE: Centro de Estudios para el Desarrollo Económico (CEDE), Universidad de los Andes (2010)

ELABORACIÓN: Propia

Una planta de energía y sus componentes auxiliares (por ejemplo, ductos de gas natural, tomas de agua y de descarga, entrega de carbón y sistemas de almacenamiento, la transmisión de nuevas líneas, y los sitios de disposición de residuos) ocupan un espacio en el suelo y en el aire, y en la mayoría de los casos emiten contaminantes al aire.

Los combustibles fósiles son la principal fuente de energía y también, por desgracia, de contaminantes (Enzen, 2003).

Según Zuk, et al. (2006) la electricidad se produce a partir de varias fuentes de energía primaria. Los procesos de producción pueden utilizar, por ejemplo, carbón (carboeléctricas), gas natural o combustóleo (termoeléctricas convencionales), energía hidráulica (hidroeléctricas), energía eólica (centrales eólicas), energía nuclear (nucleoeléctricas) y energía geotérmica (geotermoeléctricas). Sin embargo, es importante tener presente que la energía eléctrica que utilizamos está sujeta a distintos procesos de generación, transmisión y distribución y, por lo tanto, al generar electricidad el impacto potencial en el ambiente puede ser muy diferente si se utilizan combustibles fósiles, en contraposición con fuentes de energía renovable (solar, eólica) o energía nuclear.

Una central termoeléctrica es una instalación industrial empleada para la generación de electricidad a partir de la energía liberada en forma de calor (Montalva, 2009), normalmente mediante la combustión de algún combustible fósil. El calor se emplea para producir vapor; éste, a su vez, mueve una turbina acoplada a un generador que, finalmente, produce la energía eléctrica. Zuk, et. al., (2006) citando al Estudio de impacto e integración paisajístico (EIIP) señalan que dentro del proceso de generación de energía eléctrica ocurren emisiones de contaminantes a la atmósfera durante las operaciones de manejo y transporte de combustible en tuberías, el almacenamiento del combustible en tanques, y el proceso de combustión en sí mismo. Sin embargo, se hace referencia a las emisiones producidas durante la combustión, por su gran volumen y potencial impacto en la calidad del aire a escalas local y regional.

Zuk, et al. (2006) nos dicen que el proceso de combustión se define como la oxidación rápida de sustancias (llamadas combustibles) por la aplicación de calor. En las centrales termoeléctricas, este proceso se lleva a cabo en calderas de gran capacidad. Los combustibles que se utilizan comúnmente en estos procesos son carbón, combustóleo y gas natural,

aunque puede llegar a usarse también diesel, madera, gas licuado de petróleo (GLP) o gases de proceso. Cuando la combustión de hidrocarburos es completa, se producen dióxido de carbono (CO_2) y agua. Sin embargo, normalmente existe una porción de estos materiales que no es combustible o lo es solo parcialmente y, por lo tanto, se generan sustancias como el monóxido de carbono (CO) e hidrocarburos parcialmente oxidados. Adicionalmente, los combustibles pueden contener otras sustancias que al oxidarse producen contaminantes atmosféricos como, los óxidos de azufre (SO_2 y SO_3), los óxidos de nitrógeno (NO_x), el ácido clorhídrico, sustancias organohalogenadas. Algunas de las “impurezas” de los combustibles también son emitidas después de la combustión, como por ejemplo, los metales pesados – mercurio, arsénico y cadmio– que se encuentran de manera natural en el carbón. La generación de estas emisiones depende principalmente del tipo de combustible, caldera y quemador de que se trate, de la configuración de la caldera y de las condiciones de operación de la misma (Vijay et al., 2004, citado por Zuk, et al., 2006). Asimismo, la cantidad emitida varía a lo largo del año, dependiendo, entre otras cosas, de la intensidad de su uso.

Aunque según la Agencia Internacional de Energía Atómica (1999), la emisión constante y a gran escala de contaminantes es necesariamente un problema, debido a que su efecto en el medio ambiente es muy considerable. Por ejemplo, la inhalación de aire con elevados niveles de sulfatos en combinación con algunas emisiones pueden aumentar la probabilidad de muerte prematura.

Pero también tienen otros efectos como: la combinación con el agua del dióxido de azufre forma ácidos que tienen un efecto corrosivo en una variedad de materiales; ya que una planta a carbón incluye algunos edificios relativamente altos, la altura de la planta puede dar lugar a

preocupaciones de seguridad de las aeronaves y causan impacto visual de locales propietarios de tierras (PSC, s.f.). Debido a esto, se han logrado importantes avances, sobre todo bajo el impulso político que existe en Europa y en los Estados Unidos de Norteamérica, para identificar y cuantificar los impactos sociales y ambientales relacionados con la producción y el consumo de energía, y para evaluar los costos relacionados (Devezeaux, 2000).

Perú, como país en vías de desarrollo, debe buscar la eficiencia energética, que está fuertemente conectada con las posibilidades económicas del país y el poder adquisitivo de las personas, debido a que requiere inversiones adicionales en nuevos materiales y tecnologías para la construcción, que son más caras. Como consecuencia de ello, los países desarrollados que tienen un alto PIB y tecnología de punta pueden destinar mayor cantidad de dinero en nuevas inversiones para el ahorro de energía (Causevski y Bosevski, 2008).

CAPITULO II: MARCO METODOLÓGICO

2.1. Tipo de investigación

La investigación es de tipo evaluativa porque se busca evaluar a través del análisis Costo-Beneficio el impacto económico de las emisiones de gases efecto invernadero de las centrales térmicas en el Perú. Asimismo, este es un estudio de carácter cuantitativo, pues a pesar de que no implica el uso de herramientas como la encuesta se utilizarán bases de datos cuantitativas (Correa, et al., 2002).

2.2. Abordaje metodológico

ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO (ACB)

La esencia de un análisis económico, es comparar todos los beneficios y costos de emprender determinada acción, esta acción es la mejor opción sólo si la suma de todos los beneficios por emprenderla es mayor que la suma de todos sus costos (Just et al., 1982). Por ejemplo, tenemos el caso de los proyectos en sectores claves para el desarrollo económico de un país como el sector energético, los cuales generan impactos positivos o negativos en el medio ambiente con implicancias en el bienestar social. En este contexto, para efectos de la evaluación de los impactos económicos y sociales se han desarrollado diversos métodos por la economía pública, uno de estos métodos es el ACB.

El ACB es una herramienta de evaluación de proyectos, que permite estimar el beneficio neto de un proyecto, medido desde el punto de vista de las pérdidas y ganancias generadas sobre el bienestar social. Es decir, nos permite cuantificar los costos y beneficios de las decisiones a tomar por parte de un agente, y determinar si todos los beneficios originados pueden compensar los costos totales.

El primero en proponer, en 1844, este método fue el ingeniero de origen francés Julio Dupuit, en relación con las obras públicas, aun cuando no se aplicó con seriedad sino hasta que la ley de control de las inundaciones de Estados Unidos de 1936 entró en vigor (Gilpin, 2003). Esta ley exigía que los beneficios de los proyectos para el control de las inundaciones excedieran los costos. Los esfuerzos por implantar este requisito se tradujeron en la elaboración del libro verde: informe que codificó los principios generales del análisis económico y estipuló como se debían aplicar en la evaluación de los proyectos federales de los recursos hidráulicos.

Para referirnos por primera vez al ACB en temas ambientales, tenemos que remontarnos hasta 50 años atrás donde se utilizó como base para la toma de decisiones sobre las inversiones en los proyectos de obras públicas en relación a los recursos hídricos donde se retiraron factores productivos, como tierra, trabajo, capital y materiales de la economía para producir resultados tangibles, por ejemplo, el agua para la producción de energía hidroeléctrica (Field, 1994; Freeman, 2003; Castro y Mokate, 2003).

La aplicación del ACB se difundió con rapidez a otras naciones, en especial a Gran Bretaña. En 1965 apareció el primer análisis exhaustivo del tema (Prest y Turvey, 1965), seguido de una obra mayor: Cost-Benefit Analysis (Mishan, 1976). Por otra parte, Hammond (1958) fue uno de los primeros analistas en aplicar los principios del ACB al control de la contaminación. Los estudios mencionados anteriormente fueron recogidos por Gilpin (2003).

Desde entonces se han aplicado los principios del Análisis Costo-Beneficio al diseño de políticas públicas en diferentes áreas como la generación de energía eléctrica, proyectos de carreteras, servicios

ferroviarios y navales, desarrollo urbano, y a problemas sociales como la distribución del ingreso y la generación de empleos. También se ha ampliado a diferentes problemas ambientales, por ejemplo, el calentamiento global, planeación ambiental, entre otros.

En Perú se vienen realizando estudios de Análisis Costo-Beneficio en diferentes temas, entre los cuales se tiene el impacto económico social y ambiental del proyecto suplementario de Yanacocha (MWH Perú, 2006), beneficios económicos de la carretera interoceánica (Bonifaz, 2008), Análisis Costo-Beneficio del cambio de uso del suelo: región San Martín (Grupo de Análisis para el Desarrollo [GRADE], 2011), costos y beneficios del proyecto hidroeléctrico del río Inambari (Vega, Malky & Reid, 2012), etc. Sin embargo, se encuentra nula la participación de este análisis en relación a las centrales térmicas de generación eléctrica.

Con frecuencia, el ACB se utiliza cuando no se observan las señales que los precios de mercado muchas veces proporcionan o cuando éstas no reflejan en forma adecuada el costo de oportunidad de los recursos implícitos.

2.3. Sujetos de la Investigación

La población con la que se trabajó son todas las centrales térmicas existentes en el Perú reportadas en la base de datos de OSINERGMIN al año 2010, que en su totalidad corresponden a 256 centrales térmicas.

2.4. Instrumentos de recolección de los datos

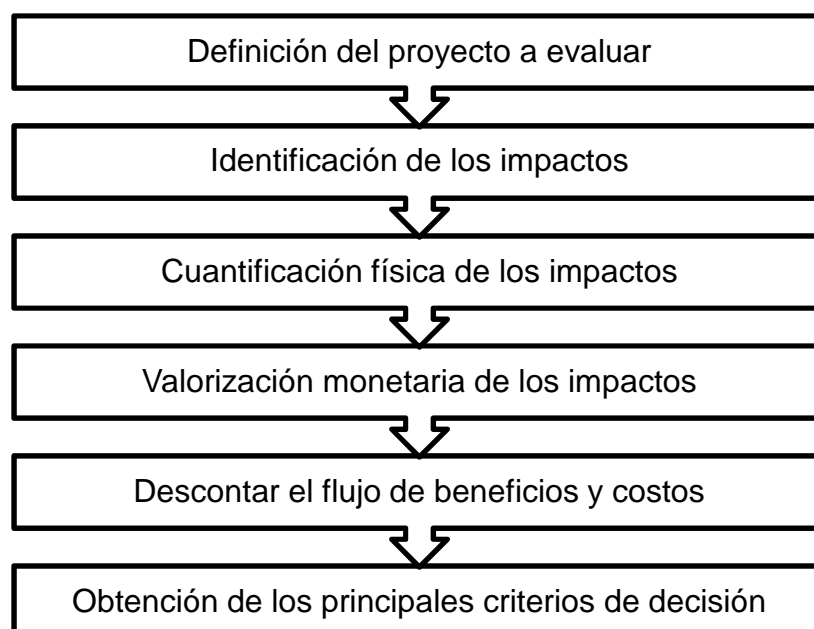
a) *Fuentes de Información:* La información utilizada fue de fuentes secundarias y que ha sido obtenida de los reportes de operaciones anuales del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) y del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).

b) *Instrumentos de Recolección de Datos*: Los instrumentos de recolección de datos se limitaron a la búsqueda en bases electrónicas de las fuentes antes mencionadas.

c) *Técnicas de Recolección de Datos*: la técnica utilizada para obtener los datos ha sido la búsqueda de bases de datos en fuentes virtuales y para la información teórica se ha recurrido al uso de fichas bibliográficas de libros y páginas web.

2.5. Procedimiento

La aplicación del ACB, en la toma de decisiones, toma en cuenta ciertos pasos. La tesis desarrollada por Inga & Saquicela (2002) involucra seis pasos; en cambio, el Centro de Estudios para el Desarrollo Económico de la Universidad de los Andes - CEDE (2010) considera ocho pasos. De acuerdo a dichos estudios, hemos establecido seis pasos para el ACB, que se muestran a continuación en la figura N° 01.



FUENTE: Inga & Saquicela (2002) y CEDE (2010).

ELABORACIÓN: Propia

FIGURA N° 01: Etapas del Análisis Costo-Beneficio

Etapas del ACB:

Paso 1: Definición del proyecto a evaluar

Consiste en definir el proyecto o actividad que se va a evaluar. Se describen los objetivos que se buscan, se identifican todos los agentes involucrados (tanto beneficiados como perdedores), producto de la ejecución del mismo y se realiza un análisis de entorno general de la situación económica, ambiental y social.

Paso 2: Identificación de los impactos

Consiste en identificar los impactos del proyecto o actividad. Es decir, se busca identificar cuáles son los impactos que generan mayores pérdidas o ganancias desde el punto de vista de la sociedad.

- Los impactos positivos son aquellos que generan externalidades positivas y efectos indirectos que mejoran el bienestar económico y la calidad de vida de las personas. En otras palabras, generan beneficios sociales. Vistos desde la perspectiva de la evaluación económica, estos son:
 - Incremento en el consumo de bienes y servicios.
 - Incremento en las exportaciones y el consecuente incremento de divisas.
 - Reducción de importaciones y el consecuente ahorro de divisas.
 - Liberación (ahorro) de recursos productivos.

- Los impactos negativos son aquellos que generan externalidades negativas y otros efectos no controlables negativos. En otras palabras, generan costos sociales. Vistos desde la perspectiva de la evaluación económica, estos son:

- Disminución del consumo de bienes y servicios.
- Reducción de las exportaciones y el consecuente sacrificio de divisas.
- Aumento en las importaciones y el consecuente gasto de divisas.
- Compromiso o utilización de recursos productivos.

Dado que la evaluación económica se enfoca hacia la valorización de diferentes bienes y su respectiva utilidad marginal, es imperativo analizar por separado los impactos positivos y negativos, y así, “corregir” las distorsiones en los precios de cada uno, respectivamente.

Paso 3: Cuantificación física de los impactos

Consiste en la cuantificación física de los impactos que generan mayores pérdidas ó ganancias desde el punto de vista de la sociedad. En este punto, se busca calcular en unidades físicas los flujos de costos y beneficios asociados con el proyecto, además de su identificación en espacio y tiempo.

Paso 4: Valoración monetaria de los impactos

Consiste en cuantificar, en términos monetarios, todos los impactos que generan mayores pérdidas ó ganancias desde el punto de vista de la sociedad. Es decir, los impactos identificados, deben ser calculados bajo una misma unidad monetaria de medida (dólares) y sobre una base anual, teniendo en cuenta la vida útil del proyecto.

Para su cuantificación monetaria se usan precios de mercado para los impactos que cuentan con un mercado establecido y técnicas de valoración económica y precios sombra para aquellos que no lo tienen.

Paso 5: Descontar el flujo de beneficios y costos

Consiste en descontar el flujo de beneficios y costos en términos de la sociedad. Es decir, los beneficios y costos se agregan de forma anual (según corresponda), teniendo en cuenta los periodos sobre los cuales se presenta el impacto, la población beneficiada/afectada y la vida útil del proyecto. Además, se utiliza la tasa social de descuento, para obtener el Valor Presente Neto (VPN) de los beneficios/costos.

El cálculo del VPN se obtiene de la siguiente manera:

$$VPN = \sum_n \frac{B_n - C_n}{(1 + i)^n}$$

Donde:

B_n : Beneficios del proyecto en el año n .

C_n : Costos del proyecto en el año n .

i : Tasa social de descuento.

n : Periodo

La Tasa Social de Descuento (i) representa el costo en que incurre la sociedad cuando el sector público extrae recursos de la economía para financiar sus proyectos. En Perú, la tasa de descuento es del 10% según disposiciones del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF). Para determinarla tienen en cuenta las preferencias de la sociedad respecto al consumo presente y futuro y las posibilidades de inversión dentro de la economía. Para más información ver Fernández-Baca (2011).

Paso 6: Obtención de los principales criterios de decisión

Consiste en aplicar el test del VPN. Aquí se analiza el valor presente del proyecto teniendo en cuenta que el criterio de aceptación, rechazo o indiferencia en la viabilidad de un proyecto, consiste en un VPN mayor a cero, menor a cero, e igual a cero, respectivamente (ver Tabla N° 02).

TABLA N° 02: Interpretación del indicador VPN

Valor Presente Neto	Interpretación
VPN > 0	Los beneficios del proyecto son mayores que sus costos, por lo tanto, se acepta el proyecto y se dice que este genera ganancias en el bienestar social.
VPN = 0	El proyecto no produce beneficios ni costos. Por lo tanto, no genera cambios sustanciales en el bienestar social.
VPN < 0	Los costos del proyecto son mayores a sus beneficios. Por tanto, se debe rechazar el proyecto, ya que provoca pérdidas en bienestar social.

FUENTE: CEDE - Universidad de los Andes

ELABORACIÓN: CEDE - Universidad de los Andes

También se puede utilizar otra alternativa de análisis, como la Razón Beneficio Costo (RBC), la cual está dada por el cociente entre el valor total de los beneficios y el valor total de los costos traídos al presente para un flujo en un periodo determinado.

$$RBC = \frac{VAN_{Beneficios}}{VAN_{Costos}}$$

El resultado de este indicador nos mostrará la relación de impacto económico en términos del bienestar social que genera. Así, si la RBC es mayor a uno, significa que el impacto genera resultados económicamente positivos para la sociedad. Una RBC menor que uno, significa que el impacto provoca un deterioro en el bienestar social, y una RBC igual a uno, significa que el impacto no genera cambios en el bienestar.

2.6. Análisis de los datos

Para determinar el impacto económico de las emisiones de gases efecto invernadero de las centrales térmicas en el Perú, se calculan los beneficios y costos económicos de la producción y funcionamiento de las centrales térmicas, de la siguiente manera:

Beneficios Económicos

$$\text{Beneficios Económicos} = \sum_i^n \text{volumen de producción}_{i,t} \times \text{Precio}_{i,t}$$

Donde:

i = Centrales térmicas.

n = Total de centrales térmicas del COES.

t = Meses.

El precio que debería utilizarse corresponde al precio de mercado de la energía eléctrica del Perú cada mes. No obstante, como éste es un precio regulado hacia arriba (precio máximo), el precio no refleja el verdadero valor económico de la energía. Por lo tanto, trabajaremos con el precio sombra de la energía eléctrica, tomado como el costo marginal de generación de corto plazo o precio *spot*. Multiplicando el precio *spot* por el volumen de producción de energía eléctrica obtenemos los beneficios económicos.

Costos Económicos

$$\text{Costos Económicos} = \sum_i^n CF_{i,t} + CV_{i,t} + CA_{i,t}$$

Donde:

CF = Costos fijos de las centrales térmicas.

CV = Costos variables de las centrales térmicas.

CA = Costos ambientales de las centrales térmicas.

i = Centrales térmicas.

n = Total de centrales térmicas del COES.

t = Años.

- Costos fijos, son los costos que asume la central generadora, produzca o no. Estos costos están compuestos por el costo de inversión en capacidad, y el costo de operación y mantenimiento, que generalmente es un porcentaje del costo de inversión total. El costo fijo se suele representar en US\$/MW año.
- Costos variables, es la suma del costo variable combustible -definido como el producto del consumo específico de combustible por su costo unitario- y el costo variable no combustible – aquellos costos no asociados a los combustibles, como los costos de mantenimiento, monitoreo ambiental, entre otros. El costo variable se suele representar en US\$/MWh.

$$CV_{i,t} = \sum_i^n (\text{consumo de combustible}_{i,t} \times \text{Precio}_{i,t}) + CVN$$

Donde:

CVN = Costos variables no combustible.

i = Centrales térmicas.

n = Total de centrales térmicas del COES.

t = Años.

El precio corresponde al precio de mercado del combustible (US\$/MWh) utilizado (carbón, gas, diesel, etc.) cada año. Multiplicando dicho precio por el consumo de combustible de las centrales térmicas obtenemos los costos variables combustibles.

Para el cálculo de los precios de referencia, de acuerdo al inciso c) del artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y modificado por el Decreto Supremo N° 012-2005-EM, se determina que los precios del mercado interno de los combustibles líquidos (que en este caso son Diesel 2, Residual 500, Residual 6 y el carbón) sean aquellos precios de referencia de importación que publique OSINERGMIN.

De acuerdo a Barreda (2011), el precio de referencia es una señal del mercado internacional sobre la evolución de los precios de los productos procedentes del petróleo que trata de darle transparencia al mercado. Los agentes mantienen la libertad de establecer su lista de precios y crear su propio fondo para no cambiar continuamente los precios y para darle más estabilidad. El precio de referencia se calcula como la media de 10 cotizaciones diarias de los precios del mercado internacional.

- Los costos ambientales de los impactos causados por las emisiones de gases efecto invernadero sobre la salud, pérdida de biodiversidad, cultivos, materiales de construcción y cambio climático, han sido valorados en promedio para la Unión Europea (2005 – 2010) en el proyecto “Cost Assessment of Sustainable Energy Systems” (CASES) (OSINERGMIN, 2011).

Debido a que las diferentes tecnologías generan diversos impactos ambientales; y además, estos impactos tienen diferentes unidades de medida, la metodología de ExternE busca convertir todos estos impactos en unidades monetarias, con el fin de hacerlos comparables. Además, se basa en el método “vías de impacto” (*impact path way aproach*), con el fin de ir secuencialmente desde la actividad originaria del impacto hasta llegar al daño producido de una manera individualizada por cada impacto y su valoración en términos monetarios, que se explica a continuación:

- a. Se especifica el lugar en el que se ubica la central eléctrica.
- b. Se identifican las emisiones que genera la central eléctrica.
- c. Se calcula la dispersión de los contaminantes sobre la atmósfera.
- d. Se calcula la concentración de los contaminantes en los diferentes receptores.
- e. En base a una función exposición-respuesta se cuantifica el impacto sobre los diferentes receptores (p.ej. casos de asma por la concentración de partículas en el ambiente).
- f. Finalmente, se realiza la valoración monetaria del impacto (p.ej. en el caso anterior, el costo del asma).

En el estudio de investigación OSINERGMIN (2011) observó que esta metodología sólo toma en cuenta las externalidades originadas por la emisión de contaminantes al medio ambiente, no calcula las externalidades generadas por la emisión de ruido, o los impactos sobre los cambios de vida de las poblaciones. Además, la aplicación de ésta metodología requiere contar con amplios inventarios de emisiones y datos de otras variables relevantes que se incluyen en las funciones exposición respuesta, lo que dificulta su aplicación en países como el nuestro; por tal motivo, al igual que OSINERGMIN

(2011), se toman esos valores encontrados por la metodología ExternE y luego aplicaremos el método de transferencia de valores, utilizando la fórmula de Markandya.

Los datos utilizados por OSINERGMIN (2011) en su análisis, fueron tomados del proyecto CASES, el cual es un estudio financiado por la Comisión Europea y utiliza la metodología ExternE. Este estudio tiene como objetivo principal compilar información de costos externos y privados de la generación eléctrica en diferentes tecnologías.

Los datos que se obtienen del proyecto CASES son costos en cent. \square /KWh del 2005 al 2010. Por ello se aplica la fórmula de Markandya para transferir los valores de Europa hacia nuestro país en los cinco años de estudio (2005 – 2011). En este caso incluyeron el ajuste por el tipo de cambio.

$$V_{PS} = V_{SS} * \left(\frac{PPC_{PS}}{PPC_{SS}} \right)^E$$

Donde:

V_{PS} = Valor actual de estimación en sitio de intervención.

V_{SS} = Valor actual de estimación en sitio de estudio.

PPC = Índice de Paridad de Poder de Compra.

PPC_{PS} = Ingreso per cápita del sitio de intervención ajustado PPC

PPC_{SS} = Ingreso per cápita del sitio de estudio ajustado por PPC

E = Elasticidad de ingreso de la demanda.

2.7. Criterios éticos

En el largo recorrido de nuestra profesión, nos enfrentamos a diversas situaciones donde nuestra conducta debe estar dentro de lo que se

considera aceptable y correcto por las normas éticas existentes en nuestra sociedad. Esto nos conduce a una parte importante de cualquier profesional, que es la investigación donde podemos quedar expuestos a enfrentar ciertos dilemas éticos por las mismas características del procedimiento a realizar, las personas que se ven afectadas y todo lo relacionado para conseguir los fines planteados.

Por ello, dentro de este contexto deriva la gran importancia para que el investigador pueda identificar y adoptar una postura ética y aceptar las consecuencias de esa decisión para obtener resultados respetables.

Existen algunos criterios que pueden ser aplicados a nuestra investigación con la finalidad de determinar que todo se ha realizado dentro de un entorno ético. En el caso del consentimiento informado, donde los seres humanos no deben ser tratados como un medio para conseguir algo, al no tratar con personas para nuestra investigación, no existen inconvenientes sobre dar a conocer sus derechos, responsabilidades y tampoco sobre obtener respuestas por lo que este criterio queda sin efecto para este análisis.

De acuerdo a la confidencialidad, no existe ningún problema, porque al igual que en el criterio anterior, no se necesitó mantener en secreto la identidad de las personas. Este criterio puede ser aplicado en nuestra investigación en relación a la información obtenida, ya que se puede trabajar y mostrar la base de datos utilizadas, debido a que era de dominio público, es decir, el COES ofrece la información que era necesaria en su página web de manera anual a través de sus reportes de operaciones al cual, cualquiera puede acceder.

En cuanto al manejo de riesgo, teniendo en cuenta el criterio anterior, se obtuvieron los datos de las centrales térmicas, de una manera que no

se involucro la información delicada o confidencial para ellos a un riesgo en sus operaciones a nivel nacional.

2.8. Criterios de rigor científico

La idea de calidad de la investigación se asocia a la credibilidad del trabajo desarrollado. Para ello, hemos considerado ciertos aspectos que apoyan los criterios de rigor en el marco de nuestra investigación hacia la búsqueda del rigor científico. Asimismo, se fundamenta la credibilidad, la transferencia, la consistencia y la ratificación, a partir de los de los diferentes métodos que se han utilizado en el estudio.

Para la validez interna de nuestra investigación, hemos realizado una revisión minuciosa de las diferentes fuentes bibliográficas, investigaciones o informaciones halladas en las páginas de las instituciones del sector eléctrico, lo que no nos ha permitido confirmar datos e interpretaciones. Además, los datos fueron tomados de fuentes secundarias, los cuales fueron revisados en su integridad por los sujetos de la investigación, OSINERGMIN y la comisión de investigación del proyecto CASES, para la utilización en el estudio.

Teniendo en cuenta el criterio de validez externa, si cabe la posibilidad de algún tipo de transferencia entre contextos dependiendo del grado de similitud entre los mismos. En nuestro caso, no existe un inventario de emisiones y datos de otras variables relevantes en Perú para nuestro estudio, por lo cual se aplicó la misma metodología que OSINERGMIN desarrolló en un estudio anterior, por lo que fue necesario tomar los costos externos y privados de la generación eléctrica encontrados por la metodología ExternE desarrollada en el proyecto CASES, y aplicar la fórmula de Markandya para transferir los valores en los cinco años de

estudio (2005 – 2011). Además, los resultados obtenidos en nuestra investigación pueden ser utilizados para complementar el análisis de otras investigaciones.

Por último, dejamos garantizada la fiabilidad externa de la investigación, en la medida que hemos expuesto de forma clara y precisa los resultados del presente trabajo así como las vías utilizadas para lograrlo. De esta manera a través de un análisis de los datos aportados en el cuerpo teórico de la investigación y en los anexos del mismo, dichos resultados pueden ser trasladados y ajustados a otros contextos concretos y poner en evidencia los fenómenos encontrados. También, los comentarios de los asesores de la tesis y de las personas participantes en la investigación pueden ser considerados como verdaderas auditorías de ratificación.

CAPITULO III: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN

En el Perú, la actividad de generación es llevada a cabo por empresas estatales y privadas de tipo térmico e hidráulico, las cuales se encargan de proveer el abastecimiento de energía eléctrica. La generación de energía eléctrica en el país durante el periodo 1994 – 1996 estuvo compuesta por seis empresas privatizadas. Actualmente, se cuenta con un total de 15 empresas de generación eléctrica de tipo térmica pertenecientes al Comité de Operación Económica del Sistema (COES), de las cuales ocho son privadas, siete son estatales y ocho han sido privatizadas desde 1995.

TABLA N° 03: Empresas de generación eléctricas del COES

EMPRESA	NOMBRE
AIPSAA	Agro Industrial Paramonga S.A.A.
EDEGEL	Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A.
EEPSA	Empresa Eléctrica de Piura S.A.
EGASA	Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa
EGEMSA	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.
EGENOR	Empresa de Generación Eléctrica Nor Perú S.A.
EGESUR	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.
ELECTROPERÚ	Electroperú S.A.
ENERSUR	Energía del Sur S.A.
KALLPA	Kallpa Generación S.A.
PETRAMAS S.A.C.	Peruanos Trabajando por un Medio Ambiente más Saludable S.A.C.
SAN GABÁN	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.
SDF ENERGÍA	SDF ENERGÍA S.A.
SHOUGESA	Shougang Generación Eléctrica S.A.A.
TERMOSELVA	TERMOSELVA S.R.L

FUENTE: Estadística de operaciones COES (2011)

ELABORACIÓN: Propia

Estas centrales térmicas generan energía eléctrica a partir de la liberada en forma de calor, que se produce fundamentalmente en la quema de combustibles fósiles como el carbón, el petróleo y el gas natural.

Es importante señalar que a pesar que las centrales térmicas utilizan combustibles fósiles y generan gran cantidad de externalidades negativas, asociadas principalmente a la emisión de contaminantes, ninguna fuente de energía está exenta de afectar al medio ambiente y a la sociedad.

A continuación se presenta una tabla con las principales externalidades negativas que se presentan en las centrales térmicas.

TABLA N° 04: Externalidades en generación eléctrica de las centrales térmicas

Aspecto ambiental	Impacto ambiental
Emisión de gases de combustión (CO_2 , CO , NO_x)	Afectación a la salud de las personas: <ul style="list-style-type: none"> • Perjudica flora y fauna del lugar. • Impacto sobre la calidad de aire, agua y suelo.
Emisión de ruido	Afectación a la población, trabajadores y a la fauna del lugar.
Fugas y derrames de hidrocarburos	Afectación a la salud de las personas: <ul style="list-style-type: none"> • Perjudica flora y fauna del lugar. • Impacto sobre la calidad de aire, agua y suelo.

* El nivel de emisiones gaseosas depende del combustible fósil que se utilice como insumo.

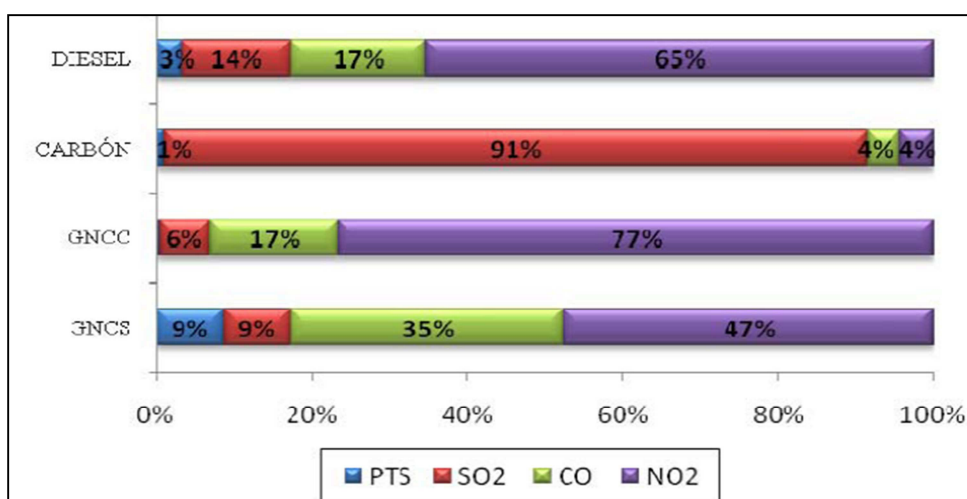
FUENTE: OSINERGMIN

ELABORACIÓN: Propia

Como podemos ver en la tabla anterior, el principal impacto es la emisión de contaminantes en la atmósfera que afectan la salud de las personas, la flora y fauna del lugar, y la calidad de aire, suelo y agua.

Las emisiones registradas en el sistema de recepción de información de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica (GFE), son: partículas totales en suspensión (PTS), dióxido de azufre (SO_2), dióxido de nitrógeno (NO_2) y monóxido de carbono (CO).

En la figura N° 04 podemos observar la participación de estos contaminantes por tipo de combustible que utilizan las centrales térmicas. Es claro que el principal gas contaminante es el NO_2 para las centrales que operan con diesel y con gas natural. Por otro lado, para la central que opera con carbón, el principal contaminante es el SO_2 .



FUENTE: OSINERGMIN
ELABORACIÓN: OSINERGMIN

FIGURA N° 02: Participación de contaminantes por tipo de central térmica (2009)

Sin embargo, el Dióxido de Carbono (CO_2), contribuye en un 55% al calentamiento global mientras que el Metano (CH_4) en un 15%. El parque generador óptimo bajo costos privados es diferente si se consideran también los costos sociales, es decir si se incluyen las externalidades de la actividad de generación eléctrica. Por otro lado, es importante recalcar que también se originan externalidades en otras actividades del sector eléctrico, como la

transmisión y el cierre de la central. Sin embargo, las externalidades son mayores en la fase de generación.

En lo que se refiere a los involucrados o participantes del sector eléctrico, éste se encuentra compuesto por los siguientes actores:

Ministerio de Energía y Minas

Es la entidad rectora del sector energético y minero que cumple labores normativas. Tiene como misión promover el desarrollo sostenible y competitivo de las actividades energéticas y mineras asegurando el suministro de energía de forma eficaz y eficiente. Asimismo, se encarga de velar por el cumplimiento del marco legal vigente (Ley de Concesiones Eléctricas) y su función es conducir las políticas energéticas de mediano y largo plazo orientadas al aprovechamiento óptimo de los recursos sin perjudicar al medio ambiente. Además, promueve la inversión privada en dicho sector para la modernización en infraestructura. Cabe señalar que el MINEM es el único organismo con poder concedente, por lo que otorga concesiones y autorizaciones para participar en el negocio eléctrico en el País.

Sistema de Supervisión de la Inversión de la Energía

Este sistema se encuentra conformado por las siguientes instituciones: OSINERGMIN, el cual fiscaliza, supervisa y regula las actividades realizadas por el sector energía. Éste regula la tarifa y fija los distintos precios regulados del servicio eléctrico. Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI) está encargado de regular la libre competencia; y por último, la institución de Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), la cual se encarga de fijar las tarifas.

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC)

Organismo técnico cuya finalidad es la de coordinar la operación al mínimo costo, garantizando la seguridad y calidad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Está conformado por los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión cuyas instalaciones se encuentran interconectadas en el Sistema Nacional.

Empresas eléctricas

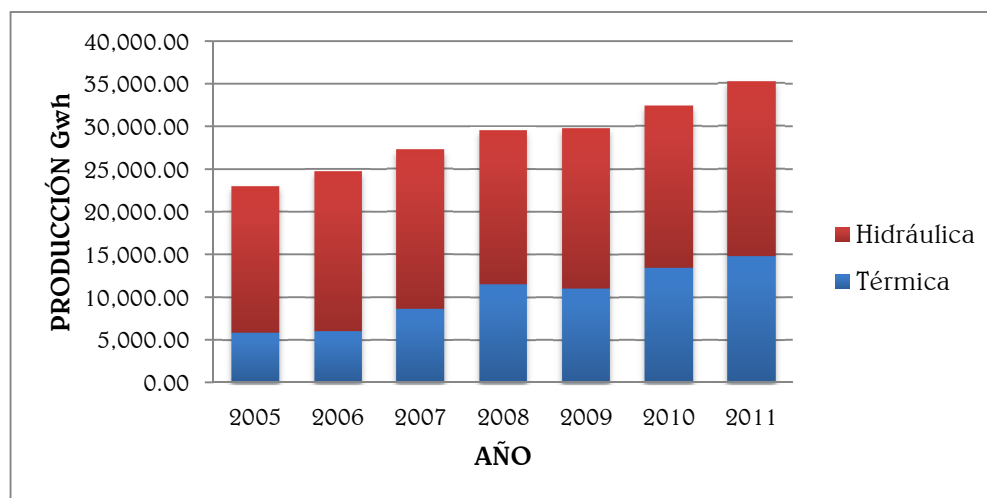
Éstas se encargan de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica a los agentes económicos que demandan dicho recurso. Según el Ministerio de Energía y Minas, actualmente existen 22, empresas generadoras, 7 empresas encargadas de la transmisión y 23 empresas distribuidoras.

Clientes

Son aquellos que compran el servicio, estos se diferencian dependiendo si son regulados o no. En el primer caso, reciben el nombre de regulados (consumo menor a 2500 KW), mientras que en el segundo caso se denominan libres.

Identificación de los impactos

La generación de energía eléctrica por parte de las empresas pertenecientes al COES-SINAC ha venido aumentando durante los últimos años en nuestro país. Por ejemplo, la producción por parte de las centrales térmicas en el año 2010 fue de trece mil GWh aproximadamente frente a quince mil GWh del año 2011, lo que significó un aumento del 10,04%.



FUENTE: Estadísticas de Operaciones – COES SINAC
ELABORACIÓN: Propia

FIGURA N° 03: Producción anual de energía eléctrica por tipo de central

Dentro de la generación de energía eléctrica podemos identificar impactos positivos o beneficios económicos, tales como:

Incremento en el consumo de energía eléctrica

Medido a través del precio sombra, tomado como el costo marginal de generación de corto plazo o precio *spot*. No utilizamos el precio que cobran las distribuidoras a los clientes finales porque éste se encuentra regulado por OSINERGMIN y tampoco utilizamos los precios de los convenios bilaterales, ya que estos son pactados entre las empresas generadoras y los clientes libres.

Incremento en las exportaciones y el consecuente incremento en divisas, que se realizó en los años de 2009 y 2010 a Ecuador

La exportación de electricidad al Ecuador durante el año 2009 se inició el 17 de noviembre a las 00:17 h hasta el 30 de Abril de 2010, bajo el marco del Decreto de Urgencia N° 109-2009¹ publicado el 13 de noviembre de 2009 que establecía las condiciones de exportación temporal al Ecuador utilizando el enlace 220KV

¹Dicho Decreto de Urgencia establece que la empresa generadora del Estado con mayor capacidad de generación queda autorizada a suscribir contratos de exportación (Estadísticas de Operaciones COES-SINAC, 2009).

Zorritos – Machala. Sin embargo, estas exportaciones se efectuaron durante periodos muy cortos, los cuales no fueron mayores a cinco días (Estadísticas de Operaciones COES-SINAC, 2010). Debido a esto no consideraremos este impacto, ya que en relación al periodo de análisis no tiene una influencia importante en los resultados.

La generación de energía eléctrica por parte de las empresas pertenecientes al COES-SINAC también produce impactos negativos, dentro de los cuales tenemos:

Aumento en las importaciones y el consecuente sacrificio de divisas

Se realizó en el 2011 procedente de Ecuador, bajo el marco del Decreto de Urgencia N° 037-2008 que establece disposiciones necesarias para asegurar, en el corto plazo, el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Esta transacción fue avalada mediante el contrato suscrito con la empresa eléctrica “Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC-EP” utilizándose el enlace de interconexión de la línea de transmisión en 220KV de Zorritos y Machala (L-2280).

Al igual que las exportaciones producidas en los años anteriores, la importación por parte de nuestro país fue realizada por periodos muy cortos durante los meses de junio, agosto y diciembre. Además, se produjo debido al déficit de generación en el Área Norte del SEIN, originada por el mantenimiento programado de la unidad TGN4 de 102,7 MW de la Central Térmica Malacas. Por estos motivos tampoco consideraremos este impacto, debido a que estas importaciones se produjeron por cuestiones técnicas de mantenimiento.

Compromiso o utilización de recursos productivos

Debido al tipo de generación por parte de las centrales térmicas, éstas necesitan como insumos para la producción de energía eléctrica diferentes tipos de combustible para poder operar, los cuales se dividen en los siguientes (los precios y costos son referentes al año 2011):

- Combustibles líquidos:

Diesel 2:

Precio US \$/BARRIL se encuentra entre 83,24 – 185,85.

Costo US\$/MWh se encuentra entre 165,8 – 325,2.

Residual 6:

Precio US \$/BARRIL se encuentra entre 94,58 – 143,28.

Costo US\$/MWh se encuentra entre 161,4 – 221,2.

R500:

Precio US \$/BARRIL se encuentra entre 85,92 – 111,43.

Costo US\$/MWh se encuentra entre 141,6 – 289,7.

- Gas Natural:

Precio US \$/MMBTU se encuentra entre 0,72 – 13,03.

Costo US\$/MWh se encuentra entre 2,7 – 232,3.

- Carbón:

Precio US \$/Kg se encuentra entre 101,65– 136,39.

Cuantificación física de los impactos

- Para poder cuantificar físicamente los beneficios económicos, se han tenido en cuenta los datos de la producción de energía de las empresas que cuentan con centrales térmicas pertenecientes al COES de manera mensual desde el 2005 al 2011 en GWh, y el precio sombra tomado como el costo marginal a corto plazo del mercado *spot* de energía expresado en US\$/KWh.

Debido a esto fue necesario convertir la producción de GWh a KWh para poder efectuar los cálculos previstos (Ver anexo N° 01).

- Para poder cuantificar físicamente los costos económicos, se evaluó el consumo de combustible utilizado por las centrales térmicas, como, el combustible líquido (Diesel 2, Residual 500, Residual 6, expresados en miles de galones), el carbón (expresado en toneladas) y el gas natural (expresado en miles de pies cúbicos). En el caso de los combustibles líquidos, fue necesario convertirlos a miles de barriles, ya que el precio se encontraba en US\$/barril.
- Los costos fijos han sido estimados por OSINERMIN por tipo de tecnología, expresados en miles de US\$/MW año. Los datos se convirtieron de US\$/MW año a US\$/MWh para poder efectuar los cálculos previstos (Ver Anexo N° 02).
- Las externalidades ambientales han sido estimadas por el Proyecto CASES, donde se valoran los costos de contaminación sobre la salud, la pérdida de biodiversidad, los cultivos, los materiales de construcción y el cambio climático.

TABLA N° 05: Costos de Contaminación promedio de las Centrales Térmicas en los Receptores, Perú (2005 – 2010)

Tecnología	RECEPTORES (CENT euros /KWh)					Total (CENT euros /KWh)	Total (US\$ /MWh)
	Salud	Pérdida de biodiversidad	Cultivos	Materiales de construcción	Cambio climático		
Diesel	0,75	0,06	0,01	0,004	0,26	1,09	9,11
Gas Natural CS	0,25	0,05	0,01	0,003	1,13	1,44	11,75
Gas Natural CC	0,16	0,03	0,01	0,002	0,75	0,95	7,87
Carbón	0,71	0,07	0,01	0,004	1,56	2,35	19,53

FUENTE: Proyecto CASES – Comisión Europea.
ELABORACIÓN: OSINERMIN

Valoración monetaria de los impactos

Beneficios Económicos

Fueron cuantificados bajo una misma unidad monetaria (dólar norteamericano – US\$) (Ver Tabla N° 06).

Con respecto a nuestro primer objetivo, los beneficios económicos obtenidos durante el periodo 2005-2011 son seis mil millones de US\$ aproximadamente, donde debemos resaltar que en el año 2008 éstos tuvieron un incremento considerable debido al alza de los precios de la energía eléctrica y el aumento del consumo, lo que ocasionó una brecha entre la capacidad instalada y la demanda máxima.

TABLA N° 06: Beneficios económicos

AÑO	US\$
2005	429,120,125.00
2006	481,131,114.00
2007	332,743,719.50
2008	2,302,499,255.20
2009	719,008,456.00
2010	580,570,324.00
2011	732,036,120.00
TOTAL	5,577,109,113.70

ELABORACIÓN: Propia

Costos Económicos

Fueron cuantificados bajo una misma unidad monetaria (dólar norteamericano – US\$) y son los siguientes:

TABLA N° 07: Costos privados

AÑO	US\$
2005	246,616,684.69
2006	252,483,007.42
2007	277,225,387.88
2008	457,894,110.87
2009	427,228,358.28
2010	539,091,362.02
2011	493,960,512.12
TOTAL	2,694,499,423.28

ELABORACIÓN: Propia

Con respecto a nuestro segundo objetivo, tenemos que los costos económicos son tres mil millones de US\$ aproximadamente, pues, el parque generador óptimo bajo costos privados es diferente si se consideran también los costos sociales, es decir si se incluyen las externalidades de la actividad de generación eléctrica. Por otro lado, es importante recalcar que también se originan externalidades en otras actividades del sector eléctrico, como la transmisión y el cierre de la central. Sin embargo, las externalidades son mayores en la fase de generación, en la cual estamos desarrollando el estudio considerando los costos de contaminación cuando la central se encuentra operando.

TABLA N° 08: Costos ambientales

AÑO	US\$
2005	47,681,795.40
2006	49,790,388.46
2007	79,850,514.61
2008	113,305,850.01
2009	106,542,885.59
2010	128,851,317.10
2011	164,867,220.94
TOTAL	690,889,972.11

ELABORACIÓN: Propia

Descontar el flujo de beneficios y costos

Se halló el VAN para poder calcular la Relación Beneficio-Costo con valores traídos al presente, haciendo un análisis de sensibilidad, a partir de una tasa social de descuento del 10%.

Beneficios Económicos

TABLA N° 09: VAN de los beneficios económicos totales

VAN (8%)	\$4,048,713,115.05
VAN (10%)	\$3,760,186,250.08
VAN (12%)	\$3,500,073,722.52

ELABORACIÓN: Propia

Costos Económicos

- Costos Privados

TABLA N° 10: VAN de los costos privados

VAN (8%)	\$1,920,153,216.55
VAN (10%)	\$1,776,950,068.66
VAN (12%)	\$1,648,778,872.15

ELABORACIÓN: Propia

- Costos Ambientales

TABLA N° 11: VAN de los costos ambientales

VAN (8%)	\$483,416,062.70
VAN (10%)	\$445,369,373.41
VAN (12%)	\$411,422,499.44

ELABORACIÓN: Propia

Respondiendo a nuestro tercer objetivo, se muestra la Relación Beneficio-Costo:

TABLA N° 12: Relación Beneficio - Costo

TASA DE DESCUENTO		8%	10%	12%
RELACIÓN ACB	Sin costos ambientales	2.1085	2.1161	2.1228
	Con costos ambientales	1.6845	1.6920	1.6989

ELABORACIÓN: Propia

Se puede apreciar que si consideramos, tanto los costos privados como los ambientales este indicador resulta mayor que 1. Esto, nos dice que los beneficios son mayores a los costos, esto es, hay un beneficio social. Por lo tanto, se justifica la operación de las centrales térmicas a pesar de la contaminación que pueden originar.

DISCUSIÓN

El periodo evaluado en nuestra investigación corresponde desde el año 2005 hasta el 2011. En un primer momento se planteaba la posibilidad de realizar un análisis desde el año 1995 en que se produjo la liberalización del mercado eléctrico; sin embargo, dada la falta de información y la salida de algunas empresas, se delimitó el periodo de análisis para los últimos cinco años.

Los beneficios económicos fueron calculados utilizando la producción de energía eléctrica generada por las centrales térmicas pertenecientes al COES-SINAC por año para todo el periodo de estudio. En este estudio no se consideran las centrales de los sistemas aislados de nuestro país, porque su participación en la producción total en relación a todo el mercado eléctrico peruano es mínima. Esto se debe a que estos sistemas aislados abastecen principalmente solo a algunas ciudades del territorio nacional. Luyo (2012)

comenta que para el año 2008 los precios de la energía eléctrica aumentaron 6 veces, lo que corrobora los resultados hallados.

El precio utilizado para valorar la producción de energía eléctrica corresponde al precio *spot*, conocido también como el costo marginal de corto plazo de todo el sistema. Esto se obtuvo a partir de la información procedente del COES-SINAC y sus estadísticas de operaciones. Utilizando este precio sombra, obtenemos el verdadero valor económico de la energía eléctrica para nuestro país y así eliminar las distorsiones que se presentan debido a que éste es un precio regulado hacia arriba (precio máximo).

Al efectuar estas operaciones obtuvimos los beneficios totales para el periodo de estudio mostrados en la Tabla N° 06, en la cual se observa que los ingresos de las empresas generadoras han aumentado, sin embargo, en el año 2008 se tiene un comportamiento muy particular y significativo en relación a los demás, ya que la variación porcentual en relación al año anterior es cercana al 195%. Esto se debió especialmente a problemas con el suministro de gas natural, a que ese año fue "seco", y a una demanda de energía mayor a los pronosticados (García, 2011; Luyo, 2012).

Los costos económicos privados se calcularon utilizando los costos fijos determinados por Osinergmin y los costos variables, los cuales también han tenido un comportamiento a la alza en cierta medida como respuesta al mayor consumo combustible generado por la mayor producción de energía eléctrica y la variación de los precios en cada año.

En relación a los costos ambientales, éstos se calcularon utilizando como base la estimación del proyecto Cost Assessment for Sustainable Energy Systems de la Unión Europea y a través de la metodología de transferencia de valores estimamos dichos costos para Perú en nuestro periodo de estudio.

Para calcular el VAN tanto de los beneficios como los costos económicos totales del proyecto, se han utilizado tasas de descuento del 8%, 10% y 12%. Las tasas de 10% y 12% son las más utilizadas para estudios que se realizan en el sector eléctrico (Mendieta, 2005; García et al, 2011; Bazán, 2011; Mendiola et al., 2011; Octaviano, 2011).

Para la relación costo-beneficio, hemos obtenido los beneficios y costos privados como ambientales para el periodo en una misma unidad de medida. Esta relación para nuestro caso, es mucho mayor a la unidad y contradice nuestra hipótesis nula. Esto puede ser explicado por el aumento que experimenta la producción de energía eléctrica cada año, especialmente en el 2008, y a las variaciones en los costos de los combustibles. También, se debe a que los costos ambientales calculados corresponden a la fase de operación de la central eléctrica más no de la fase de instalación y desmantelamiento de la central. Además, las estimaciones sobre los costos ambientales eran mucho menores a lo que se pensaba en un primer momento.

Lo ideal, en este caso, hubiera sido obtener los costos ambientales calculados año por año, pero no se cuenta con la información suficiente, que puede ser un aporte muy importante para estudios posteriores. Debido a que en el sector salud han comenzado a existir nuevas formas de cobertura de la salud, las enfermedades crónicas son más frecuentes y siguen surgiendo nuevos tratamientos más caros, el gasto que una persona realiza en salud aumenta por lo que el costo promedio estimado puede estar de alguna manera subestimado. En relación a las pérdidas de biodiversidad nos hace falta un sistema que permita monitorear constantemente los cambios, por lo que en cierta medida el impacto causado por las centrales térmicas corresponde al valor promedio estimado. Asimismo, el impacto sobre los cultivos puede estar subestimado, ya que con los años se han ido mejorando e implementando nuevas técnicas gracias a la aparición de una mejor tecnología, cuyo efecto es el incremento de la producción cada año. Con respecto a los materiales de

construcción, el costo por contaminación es casi nulo. Por último, en lo que respecta al cambio climático, nuestro país es uno de los más vulnerables en muchos aspectos por considerar, por lo que pensamos que este costo se encuentra subestimado.

Por lo tanto, valorizar los ingresos económicos y los costos económicos nos ha servido para analizar y evaluar el impacto que tienen las emisiones de gases efecto invernadero de las centrales térmicas en la sociedad, logrando tener como resultado que la razón costo-beneficio (RBC) es mayor a 1 a una tasa de descuento del 10% para el sector energía.

CONSIDERACIONES FINALES

El método de Análisis Costo-Beneficio (ACB) nos permite estimar el beneficio neto de un proyecto, medido desde el punto de vista de las pérdidas y ganancias generadas sobre el bienestar social. En esta investigación se concluye que el beneficio neto económico de las emisiones de gases efecto invernadero de las centrales térmicas en el Perú es un poco más de dos mil millones US\$.

En la aplicación del método ACB, herramienta indispensable para saber el impacto económico- ambiental, se utilizaron información y datos relativos a cada una de las centrales térmicas que pertenecen a las empresas que forman parte del COES-SINAC con la finalidad de poder estimar si el impacto por los costos ambientales, producto de la generación eléctrica, no representaba una pérdida económica para nuestro país.

Los beneficios económicos generados por los aumentos en la producción de energía eléctrica, calculados utilizando como precio el costo marginal de corto plazo (precio *spot*), son cercanos a los 6 mil millones de dólares, mientras que los costos privados, que incluyen los costos fijos y variables (no combustible y combustible), son cercanos a los 3 mil millones de dólares y para el caso de los costos ambientales, éstos fueron estimados en 690 millones de dólares. De acuerdo a esto, tenemos que los beneficios económicos son superiores a los costos económicos tanto privados como sociales. De hecho, cuando los beneficios y costos económicos se calculan, las centrales térmicas están generando beneficios que son 1,65 veces más que la suma de los costos, lo que contradice nuestra hipótesis inicial.

Debido a que los beneficios económicos son mayores a los costos económicos relacionados, las empresas de generación eléctrica pueden permitirse la condición de pagar por sus costos reales, ya que la utilización de tecnologías

como el carbón, el petróleo y el gas natural CS, abaratan los costos de las empresas generadoras de energía eléctrica, cargándolos al ambiente. Por lo tanto, las empresas del sector eléctrico siguen operando minimizando los costos de generación, sin considerar los niveles de emisiones producidos y sin tomar en cuenta los costos de la contaminación. Desde el punto de vista social, estos efectos deben considerarse como costos ya que dañan la vida de una forma u otra.

Finalmente, a pesar del hecho que la contaminación ambiental no es de la magnitud que se esperaba, el estado no puede dejar de aplicar mecanismos de control para poder realizar una adecuada distribución de las responsabilidades de cada empresa.

RECOMENDACIONES

Nuestro país, se encuentra en una situación, tal que casi la totalidad de la generación eléctrica está en función de centrales hidroeléctricas y térmicas, siendo éstas últimas las que más costos de contaminación ambiental producen, por lo que se deben adoptar ciertas medidas necesarias para poder hacer frente a este contexto en que se desenvuelven en el presente las actividades económicas y sociales. Para lograr esto, es necesaria la presencia y reglamentación del Estado que permita influir sobre las modificaciones de la conducta en la participación de los diversos actores en materia energética y ambiental, que ha cobrado una mayor relevancia dentro del proceso de deterioro que se produce a nivel mundial.

En primera instancia, se plantea la necesidad que las empresas generadoras de energía eléctrica internalicen los costos externos, pero para poder lograr esto es necesario y fundamental que en nuestro país se comience a tener un registro detallado sobre la cantidad de los gases de efecto invernadero que son producidos durante la fase de generación de la energía eléctrica, ya que no se cuenta con un inventario detallado de cada una de las centrales térmicas o de manera total, solo existen pequeños registros, por parte de la Oficina de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) pero principalmente para los sistemas aislados, que no permiten tener una visión global por el mínimo porcentaje que representan estos sistemas. Un claro ejemplo del gran avance en materia de recolección de información es la Unión Europea que para poder realizar su estudio Cost Assessment of Sustainable Energy Systems contaba con una base de datos muy completa para cada país que la conforma.

Otros factores que deben ser revisados y modificados son los estándares ambientales, pues no se encuentran estipulados dentro de la legislación peruana los límites máximos permisibles de contaminación de las centrales térmicas para gases de efecto invernadero, sólo existen para efluentes líquidos.

Por esta razón, no se puede determinar cuándo es que una empresa contamina más allá de lo que pueden soportar los diferentes agentes, sobre los cuales tienen influencia directa. Desde el 2008 el estado viene promoviendo el uso de energías renovables para la generación de electricidad a través de la aplicación de mecanismos de incentivos estipulados en el decreto Supremo N° 009-93-EM, para las empresas responsables de las centrales que comenzaron sus operaciones después de su promulgación; sin embargo, no existen instrumentos bonificadores y penalizadoras para las centrales que ya venían operando, lo que permitiría una mayor internalización de los costos externos.

Cuando se haya podido alcanzar un mayor control sobre esto, existe la necesidad de poder aplicar instrumentos técnicos y económicos para mejorar la gestión ambiental. Por ejemplo, con el propósito de controlar la contaminación del aire, sería necesario implementar precipitadores electrostáticos, para la captura de emisiones. Su diseño e implementación deben establecerse como una prioridad dentro del marco regulatorio del Estado.

Otra instancia donde se pueden adoptar medidas para mitigar este impacto ambiental es la composición de la matriz energética peruana, que como se mencionó, se encuentra sobre la base de dos tecnologías. Si bien el Estado fomenta el uso de tecnologías limpias o renovables, en la actividad energética no existe un plan de energías renovables que nos permita seguir una línea de trabajo a largo plazo y buscar el mejor equilibrio tanto para generadores como para consumidores, ya que surgirían cambios en las tarifas eléctricas por la construcción de estas instalaciones de plantas de energía renovable. No obstante, se pueden ir formando bases sólidas para que el impacto no sea tan abrupto y significativo en años posteriores.

Por otra parte, en el mediano plazo, como existen proyectos de construcción de centrales eléctricas, los titulares deberían construir de preferencia centrales

eléctricas de gas natural que utilicen tecnología de ciclos combinados (GN CC) porque que es la tecnología que contamina menos. Por lo tanto, se estaría contribuyendo a una mejora de la calidad del aire y a las posibilidades de mejora de la eficiencia energética mediante la modernización de los equipos. Además, se deben aprovechar los incentivos otorgados por el estado para la construcción de centrales con energía renovables porque a pesar de que el monto de inversión es mucho mayor en comparación a las centrales térmicas, los externalidades a largo plazo son mínimos (Ver anexo N° 06).

La adopción de estas medidas de mitigación, necesariamente han de tener en cuenta su alineación con las prioridades nacionales, en términos del mejoramiento de la calidad de vida y de las infraestructuras de servicios, con el propósito de orientar los esfuerzos hacia el desarrollo sustentable.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Aguilar, Giovanna. *El sistema tarifario del servicio público de electricidad, una evaluación desde el punto de vista de los usuarios*. Perú: Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP), 2003.
2. Alcántara, Vicent y Padilla, Escolano. "Determinantes del crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero en España (1990-2007)". España: Universidad Autónoma de Barcelona, 2009.
3. Amestoy, José. *El planeta tierra en peligro (Calentamiento global, Cambio climático, Soluciones)*. España: Editorial Club Universitario, 2010.
4. Anaya, Willy. *Determinantes del Precio Spot de generación eléctrica en el Perú: 1993-2007*. Perú: Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP), 2008.
5. Barreda, Virginia. *"Precios de Referencia de Combustibles"*. Perú: Osinergmin, 2011
6. Bazán, Ciro. *Ensayos sobre la reforma del Sector Eléctrico: Tecnología y Competencia*. ACCEDA: Universidad de las Palmas de la Gran Canaria (ULPGC). España. <http://hdl.handle.net/10553/7152>, 2011.
7. Bonifaz, José. *Distribución eléctrica en el Perú: Regulación y eficiencia*. Perú: Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES) / Universidad del Pacífico -Centro de Investigación (CIUP), 2001.
8. Bonifaz, José. *Beneficios económicos de la carretera interoceánica*. Perú: Universidad del Pacífico, Centro de Investigación, 2008.
9. Castro, Raúl, y Mokate Karen. *Evaluación económica y social de proyectos de inversión*. Colombia: Ediciones Uniandes, 2003.
10. Causevski, Anton and Bosevski, Tome. *Environmental Impacts from Power Generation System in Macedonia*. Macedonia: Department on Power Plants & Power Systems and Research Center for Energy, Informatics and Materials, Macedonian Academy of Sciences and Arts, 2008
11. Centro de estudios para el desarrollo económico de la Universidad de los Andes. *Evaluación económica de impactos ambientales en proyectos sujetos a licenciamiento ambiental*. Colombia: Universidad de los Andes, 2010.

12. Comité de operaciones económicas del sistema interconectado nacional. *Estadísticas de operaciones*. Perú, 2005.
13. Comité de operaciones económicas del sistema interconectado nacional. *Estadísticas de operaciones*. Perú, 2006.
14. Comité de operaciones económicas del sistema interconectado nacional. *Estadísticas de operaciones*. Perú, 2007.
15. Comité de operaciones económicas del sistema interconectado nacional. *Estadísticas de operaciones*. Perú, 2008.
16. Comité de operaciones económicas del sistema interconectado nacional. *Estadísticas de operaciones*. Perú, 2009.
17. Comité de operaciones económicas del sistema interconectado nacional. *Estadísticas de operaciones*. Perú, 2010.
18. Comité de operaciones económicas del sistema interconectado nacional. *Estadísticas de operaciones*. Perú, 2011.
19. Contreras, Carmen, et al. "Enfoque y criterios para evaluar el impacto en salud y en los ecosistemas de la regulación de las emisiones al aire de las termoeléctricas". Chile: Ministerio del Medio Ambiente, 2009.
20. Consorcio Consultor KAS Ingeniería y GEOAIRE. *Análisis general del impacto económico y social de una norma de emisión para termoeléctrica*. Chile: Consorcio Consultor KAS Ingeniería y GEOAIRE, 2009.
21. Consorcio ME-COMILLAS. *Libro blanco del marco regulatorio de la Distribución eléctrica en el Perú: Determinación del valor agregado de distribución*. Madrid: Consorcio ME-COMILLAS, 2009.
22. Correa, Santiago, et al. *Investigación evaluativa*. Colombia: Instituto colombiano para el fomento de la educación superior, 1996.
23. Dávila, Santiago. *Competencia en el mercado de clientes finales de energía eléctrica no sujetos a regulación de precios*. Perú: Secretaría Técnica de la Comisión de Libre Competencia, 1999.
24. Devezeaux, Jean-Guy. *Environmental Impacts of Electricity Generation*. Londres: The Uranium Institute, 2000.
25. Díaz, Johnnathan. *Evaluación del Margen de Reserva en el sector eléctrico Peruano*. Perú: Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP), 2011.

26. Enzen Global Solutions. "Environmental Impact of Emissions from Thermal Power Generation in India". 2003.
27. Galarza, Karen. *Informe sectorial Perú: Sector eléctrico*. Perú: PacifCredit Rating, 2011.
28. Gertler, Paul, et al. *La evaluación de impacto en la práctica*. Estados Unidos: Banco Mundial, 2011.
29. Gilpin, Alan. *Economía ambiental: Un análisis crítico*. México: Alfaomega, 2003.
30. Grupo de Análisis para el Desarrollo (GRADE). *Análisis costo-beneficio del cambio de uso del suelo: Región San Martín*. Perú, 2011.
31. Fernández-Baca, Jorge. Actualización de la Tasa Social de Descuento. *Dirección General de Programación Multianual del Sector Público*. 2011.
32. Field, Barry. *Economía ambiental: una introducción*. Bogotá, D.C.: McGraw-Hill Interamericana, 1994.
33. Freeman, Myrick. *The Measurement of Environmental and Resource Values: Theory and Method*. Washigton DC: Resources for the future, 2003.
34. Huapaya, Ramón. *Reflexiones sobre los títulos habilitantes en el Sector Eléctrico*. Perú: Escuela de Administración de Negocios para Graduados (ESAN), 2010.
35. Inga, Esteban y Saquicela, Juan. *Análisis costo-beneficio de la automatización en el sistema de producción de hormigón para Hormiazuary Cía. Ltda.* Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana, 2002.
36. Just, Richard, et al. *Applied welfare economics and public policy*. New York: Prentice- Hall, 1982.
37. Luyo, Jaime. *Nueva matriz energética sostenible para el Perú*. Lima, 2012.
38. Macines, Rogelio. "El mercado de Carbono y el financiamiento de proyectos hidroeléctricos en el Perú". Perú: Universidad Nacional Mayor de San Marcos, 2009.
39. Maturana, Julia. *Economic Costs and Benefits of Allocating Forest Land for Industrial Tree Plantation Development in Indonesia*. Indonesia: Center for International Forestry Research, 2005.

40. Mendieta, Juan. *“Aplicaciones de las Técnicas de Valoración de Bienes No Mercadeables y el Análisis Costo Beneficio y Medio Ambiente”*. Colombia: Universidad de los Andes, 2005.
41. Mendiola, Alfredo, et al. *“Estrategia de generación de valor en una empresa de distribución eléctrica”*. Perú: Universidad ESAN, 2011.
42. Ministerio de Energía y Minas (MINEM). *“Propuesta de política energética de estado Perú 2010 – 2040”*. Perú: Ministerio de Energía y Minas, 2010.
43. Ministerio de Energía y Minas (MINEM). *Plan nacional de electrificación rural (PNER) 2011 – 2020*. Perú: Ministerio de Energía y Minas, 2011.
44. Montalva, Mauricio. *“Centrales eléctricas”*. Chile: Liceo Politécnico Hannover, 2009.
45. MWH Perú. *Proyecto Suplementario de Yanacocha*. Perú, 2006.
46. Octaviano, Claudia. *“Análisis general de las externalidades ambientales derivadas de la utilización de combustibles fósiles en la industria eléctrica centroamericana”*. México: Comisión Económica para América Latina y el Caribe, 2011.
47. Organismo supervisor de la inversión en energía y minería. *Reformas estructurales en el Sector Eléctrico Peruano*. Perú: Autor, 2005.
48. Organismo supervisor de la inversión en energía y minería. *Valorización de externalidades y Recomposición del Parque Óptimo de Generación Eléctrica*. Perú: Autor, 2011.
49. Seoánez, Mariano. *Tratado de la contaminación atmosférica. Problemas, tratamiento y gestión*. España: Ediciones Mundi-Prensa, 2002.
50. Serra, José; Malky, Alfonso y Reid, John. *“Costos y beneficios del proyecto hidroeléctrico del río Inambari”*. Perú: Conservation Strategy Fund, 2012.
51. Tomasini, Daniel. *Valoración económica del ambiente*. Argentina: Universidad de Buenos Aires, 2007.
52. Zuk, Miriam, et al. *Introducción a la evaluación de los impactos de las termoeléctricas de México*. México: Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) e Instituto Nacional de Ecología, 2006.

ANEXOS

ANEXO N° 01

PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE CENTRALES DEL SEIN - GW.h - 2005													
EMPRESA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
AIPSAA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CAHUA	0.00	0.03	0.34	0.41	0.48	2.52	0.13	0.43	0.07	0.11	0.07	0.23	4.82
EDEGEL	111.63	84.46	113.81	115.84	219.05	250.71	283.06	262.24	277.22	127.38	221.16	226.34	2292.90
EEPSA	4.43	0.85	1.77	2.42	46.92	64.68	65.29	75.99	71.96	68.12	68.83	44.55	515.81
EGASA	0.34	0.57	2.39	1.54	19.15	11.87	2.86	19.16	16.67	10.55	9.93	12.12	107.15
EGEMSA	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.05
EGENOR	0.16	0.17	1.08	0.82	10.23	5.02	1.98	12.86	5.40	11.59	13.20	6.40	68.91
EGESUR	2.80	1.51	3.13	2.48	13.98	8.00	3.49	13.37	15.35	8.79	8.26	5.14	86.30
ELECTROPERÚ	0.54	0.97	2.02	3.98	12.52	15.55	8.95	22.74	20.34	13.47	11.99	9.94	123.01
ENERSUR	26.38	23.36	30.63	93.87	146.19	128.14	123.10	149.01	157.09	140.86	144.69	136.58	1299.90
KALLPA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PETRAMAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SAN GABÁN	0.01	0.01	0.08	0.01	0.66	0.20	0.03	0.29	0.10	0.37	0.68	0.39	2.83
SDF ENERGÍA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SHOUGESA	0.00	0.40	0.08	0.05	17.25	10.03	2.02	17.98	12.58	19.95	13.64	13.90	107.88
TERMOSELVA	88.33	81.50	97.23	94.83	116.28	118.16	122.07	113.75	117.73	119.95	117.53	103.71	1291.07
TOTAL	234.63	193.83	252.56	316.25	602.72	614.89	612.99	687.82	694.51	521.14	609.99	559.30	5900.63

PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE CENTRALES DEL SEIN - GW.h - 2006													
EMPRESA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
AIPSAA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CAHUA	0.00	0.02	0.04	0.01	0.07	0.74	0.66	1.76	1.63	0.46	0.36	0.13	5.87
EDEGEL	119.51	139.92	89.78	36.62	150.58	277.22	323.01	326.25	245.65	311.34	266.58	216.03	2502.48
EEPSA	33.45	8.85	8.45	30.64	66.45	69.96	73.54	71.06	73.00	72.57	52.22	31.74	591.91
EGASA	0.26	2.57	0.85	3.39	19.79	13.89	12.73	9.49	19.12	6.93	3.15	1.58	93.74
EGEMSA	0.00	0.01	0.00	0.00	0.07	0.04	0.01	0.02	0.07	0.04	0.05	0.01	0.32
EGENOR	0.12	0.70	0.52	1.37	15.33	7.57	11.15	24.24	29.01	9.55	4.90	1.45	105.91
EGESUR	0.69	1.65	0.79	1.59	3.83	0.00	0.34	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	8.92
ELECTROPERÚ	1.51	4.36	1.67	4.43	20.89	13.96	13.73	14.96	23.51	10.79	4.47	1.88	116.15
ENERSUR	78.12	22.54	79.88	86.69	150.01	131.46	138.05	153.62	168.51	124.61	105.09	171.80	1410.37
KALLPA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PETRAMAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SAN GABÁN	0.07	0.10	0.09	0.08	0.41	0.20	0.10	0.19	0.74	0.24	0.24	0.03	2.48
SDF ENERGÍA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SHOUGESA	0.00	0.77	5.18	9.29	13.34	10.70	6.11	14.99	25.55	12.39	6.59	1.05	105.95
TERMOSELVA	92.60	78.54	57.44	35.50	70.32	120.74	128.15	120.87	123.22	116.37	112.83	91.38	1147.97
TOTAL	326.32	260.01	244.70	209.60	511.06	646.48	707.58	737.47	710.02	665.28	556.46	517.08	6092.06

PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE CENTRALES DEL SEIN - GW.h – 2007													
EMPRESA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
AIPSAA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CAHUA	0.03	0.02	0.14	0.15	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.36
EDEGEL	208.95	200.64	230.22	212.72	278.79	342.42	344.11	292.79	311.71	296.85	339.93	285.33	3344.44
EEPSA	32.36	38.27	47.51	21.48	8.03	56.66	71.90	72.12	69.13	65.84	54.62	63.07	601.00
EGASA	1.08	2.14	6.26	5.95	3.52	7.25	0.16	3.57	2.50	1.34	0.66	4.28	38.70
EGEMSA	0.01	0.00	0.12	0.06	0.09	0.07	0.00	0.21	0.07	0.01	0.04	0.05	0.73
EGENOR	0.59	1.56	4.21	4.06	3.12	15.79	17.76	27.99	31.95	11.88	2.14	4.08	125.14
EGESUR	0.00	0.00	0.00	0.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00	0.00	0.17
ELECTROPERÚ	1.59	2.96	3.72	2.41	3.03	9.57	8.54	4.83	5.47	5.69	2.08	6.36	56.24
ENERSUR	147.32	156.05	203.17	149.28	213.90	232.54	333.23	317.11	342.79	347.21	273.16	322.88	3038.65
KALLPA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.29	34.29	67.12	27.58	47.49	58.76	39.32	279.85
PETRAMAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SAN GABÁN	0.02	0.03	0.21	0.23	0.04	0.20	0.01	0.21	0.19	0.02	0.01	0.03	1.19
SDF ENERGÍA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SHOUGESA	0.12	0.99	3.93	0.56	1.28	1.40	0.01	1.38	2.88	10.03	6.18	9.71	38.46
TERMOSELVA	47.51	57.05	96.91	84.24	102.99	120.45	103.06	116.13	102.07	116.04	105.56	89.54	1141.55
TOTAL	439.57	459.70	596.40	481.28	614.82	791.65	913.06	903.46	896.36	902.40	843.14	824.64	8666.47

PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE CENTRALES DEL SEIN - GW.h – 2008													
EMPRESA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
AIPSAA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EDEGEL	182.67	272.97	296.37	280.19	354.62	401.80	429.27	367.28	354.83	344.62	384.74	332.93	4002.26
EEPSA	47.71	34.96	41.59	32.63	66.95	67.44	75.27	72.95	79.57	61.82	57.02	47.20	685.12
EGASA	3.33	2.32	4.11	0.33	5.94	15.54	14.85	28.47	25.79	5.68	3.03	0.16	109.53
EGEMSA	0.08	0.01	0.00	0.01	0.22	0.61	1.89	0.30	0.02	0.00	0.00	0.00	3.13
EGENOR	5.69	2.13	1.63	0.75	10.96	19.35	34.38	38.68	32.94	11.35	7.34	14.33	179.52
EGESUR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ELECTROPERÚ	5.24	1.19	0.61	0.39	5.59	9.25	14.93	12.78	12.07	13.07	5.87	7.88	88.86
ENERSUR	234.61	258.80	270.24	281.43	343.70	357.04	357.30	425.06	437.54	378.21	331.16	365.84	4040.93
KALLPA	38.14	20.02	33.34	31.24	90.09	93.67	112.57	126.63	123.81	115.36	97.86	104.88	987.60
PETRAMAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SAN GABÁN	0.01	0.04	0.00	0.03	0.37	0.56	0.88	0.03	0.31	0.20	0.08	0.06	2.57
SDF ENERGÍA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SHOUGESA	13.58	7.43	7.76	7.42	12.80	19.62	27.82	35.15	35.25	24.95	16.84	16.64	225.26
TERMOSELVA	78.64	65.90	64.07	83.22	123.60	117.43	127.06	126.47	116.84	111.62	109.03	99.82	1223.70
TOTAL	609.70	665.75	719.72	717.63	1014.83	1102.30	1196.23	1233.82	1218.96	1066.87	1012.95	989.73	11548.48

PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE CENTRALES DEL SEIN - GW.h - 2009													
EMPRESA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
AIPSAA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.81	1.81
EDEGEL	316.90	280.15	348.79	294.74	312.96	250.91	204.26	362.25	308.32	364.00	326.88	312.29	3682.45
EEPSA	23.45	16.40	18.71	31.70	34.70	59.99	61.68	73.93	69.00	66.54	67.57	56.15	579.82
EGASA	0.45	6.77	6.31	5.96	2.79	7.43	6.94	8.72	9.46	7.49	5.69	0.80	68.81
EGEMSA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EGENOR	2.61	5.17	4.35	2.95	2.58	4.19	6.02	9.94	13.91	7.95	12.95	4.43	77.05
EGESUR													0.00
ELECTROPERÚ	2.68	4.40	3.87	2.42	1.44	4.25	6.30	12.46	30.81	15.98	22.01	12.38	119.00
ENERSUR	231.60	231.67	291.25	230.36	308.42	371.88	388.34	397.81	435.40	437.39	306.62	297.20	3927.94
KALLPA	98.19	58.23	41.87	64.47	100.77	158.03	215.01	124.46	93.24	32.97	127.78	122.90	1237.92
PETRAMAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SAN GABÁN	0.08	0.32	0.22	0.27	0.35	0.08	0.27	0.14	0.41	0.09	0.07	0.01	2.31
SDF ENERGÍA	0.35	1.04	17.34	19.46	21.32	20.34	21.57	21.51	20.59	20.75	18.45	4.74	187.46
SHOUGESA	1.86	12.37	3.23	2.99	1.32	14.46	5.59	25.69	24.98	14.99	23.10	2.29	132.87
TERMOSELVA	74.91	69.97	65.88	49.48	75.02	110.96	116.02	123.46	119.04	112.86	68.71	51.81	1038.12
TOTAL	753.08	686.49	801.82	704.80	861.67	1002.52	1032.00	1160.37	1125.16	1081.01	979.83	866.81	11055.56

PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE CENTRALES DEL SEIN - GW.h - 2010													
EMPRESA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
AIPSAA	4.73	0.39	1.10	8.21	7.30	6.85	8.05	9.27	7.42	7.55	8.34	8.27	77.48
EDEGEL	210.77	193.01	253.57	273.92	368.57	403.69	421.48	377.84	420.83	428.65	417.94	351.24	4121.51
EEPSA	59.26	45.97	49.15	50.31	38.54	55.66	63.85	64.08	62.55	63.28	67.19	63.83	683.67
EGASA	6.61	8.22	7.98	10.44	7.90	3.91	14.99	11.80	9.26	13.84	12.39	8.40	115.74
EGEMSA	0.03	0.08	0.11	0.10	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.34
EGENOR	4.22	1.54	2.29	8.31	2.08	4.62	6.98	10.60	8.02	5.09	10.11	7.74	71.60
EGESUR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.30	1.02	2.52	1.43	5.27
ELECTROPERÚ	10.73	9.76	10.73	7.62	2.26	6.58	14.10	26.24	18.76	16.68	23.90	23.76	171.12
ENERSUR	341.79	331.11	330.13	328.70	380.75	441.59	285.28	316.70	316.05	379.68	321.40	222.83	3996.01
KALLPA	138.93	151.08	172.31	108.44	175.05	226.25	401.47	390.87	390.68	328.78	379.85	347.36	3211.07
PETRAMAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SAN GABÁN	0.06	0.01	0.06	0.30	0.41	0.33	0.11	0.08	0.02	0.02	0.02	0.00	1.42
SDF ENERGÍA	5.69	17.47	19.14	16.78	19.44	6.61	20.21	20.82	20.79	21.69	19.72	15.23	203.59
SHOUGESA	0.29	4.36	3.82	5.99	6.28	5.96	3.71	5.77	1.15	1.09	0.06	0.05	38.53
TERMOSELVA	73.16	60.07	65.25	38.40	60.18	93.52	73.07	94.58	56.26	72.73	47.02	30.69	764.93
TOTAL	856.27	823.07	915.64	857.52	1068.78	1255.57	1313.30	1328.65	1312.09	1340.10	1310.46	1080.83	13462.28

PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE CENTRALES DEL SEIN - GW.h - 2011													
EMPRESA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
AIPSAA	8.00	5.80	6.30	8.20	8.70	7.40	6.60	7.10	6.70	6.50	4.70	8.30	84.30
EDEGEL	347.60	279.00	366.60	365.90	353.90	436.10	371.00	400.10	459.90	447.60	416.40	372.00	4616.10
EEPSA	46.50	50.40	63.10	54.30	60.10	60.10	68.30	72.90	68.10	61.90	60.20	37.70	703.60
EGASA	10.40	10.70	11.00	15.60	9.30	28.80	41.10	44.20	46.20	40.20	37.70	35.30	330.50
EGEMSA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EGENOR	12.40	9.70	4.60	3.80	6.40	29.20	26.80	66.00	76.90	46.60	55.40	38.70	376.50
EGESUR	3.40	2.00	2.50	1.50	1.20	5.80	12.90	15.10	15.50	14.40	12.30	10.60	97.20
ELECTROPERÚ	8.80	14.40	17.60	13.50	15.80	19.30	22.70	3.50	26.80	21.00	8.50	4.80	176.70
ENERSUR	203.30	300.10	271.60	211.60	276.80	348.50	416.10	436.00	299.00	320.70	343.50	360.30	3787.50
KALLPA	298.30	229.00	255.20	271.70	371.90	382.40	403.80	400.30	372.30	404.90	341.60	262.20	3993.60
PETRAMAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	2.00	3.00
SAN GABÁN	0.00	0.00	0.10	0.10	0.10	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.30	0.70
SDF ENERGÍA	20.10	17.10	6.00	19.70	19.50	8.40	6.50	0.00	0.00	8.80	7.00	21.40	134.50
SHOUGESA	0.10	2.00	0.90	0.70	0.10	0.10	0.10	8.10	6.80	0.30	1.30	1.10	21.60
TERMOSELVA	28.60	42.50	28.30	21.50	20.90	44.10	32.10	52.90	62.90	65.40	45.10	44.40	488.70
TOTAL	987.50	962.70	1033.80	988.10	1144.70	1370.30	1408.00	1506.20	1441.10	1438.30	1334.70	1199.10	14814.50

ANEXO N° 02: COSTO MARGINAL PONDERADO MENSUAL DEL SEIN

MES-AÑO	GM (\$./KWh)
ene-05	0.0227
feb-05	0.0219
mar-05	0.0295
abr-05	0.0300
may-05	0.0912
jun-05	0.0747
jul-05	0.0471
ago-05	0.0928
Set-05	0.0851
oct-05	0.0913
nov-05	0.0988
dic-05	0.0752
ene-06	0.0294
feb-06	0.0384
mar-06	0.0241
abr-06	0.0387
may-06	0.1111
jun-06	0.0879
jul-06	0.0907
ago-06	0.1059
sep-06	0.1498
oct-06	0.0718
nov-06	0.0406
dic-06	0.0289

MES-AÑO	GM (\$./KWh)
ene-07	0.0250
feb-07	0.0346
mar-07	0.0461
abr-07	0.0346
may-07	0.0363
jun-07	0.0654
jul-07	0.0264
ago-07	0.0437
sep-07	0.0344
oct-07	0.0355
nov-07	0.0294
dic-07	0.0441
ene-08	0.0174
feb-08	0.0183
mar-08	0.0208
abr-08	0.0209
may-08	0.0479
jun-08	0.1489
jul-08	0.2354
ago-08	0.1579
sep-08	0.1852
oct-08	0.0634
nov-08	0.0607
dic-08	0.0818

MES-AÑO	GM (\$./KWh)
ene-09	0.0289
feb-09	0.0424
mar-09	0.0265
abr-09	0.0254
may-09	0.0287
jun-09	0.0657
jul-09	0.0412
ago-09	0.0339
sep-09	0.0362
oct-09	0.0198
nov-09	0.0204
dic-09	0.0172
ene-10	0.0232
feb-10	0.0245
mar-10	0.0220
abr-10	0.0166
may-10	0.0182
jun-10	0.0204
jul-10	0.0199
ago-10	0.0229
Set-10	0.0238
oct-10	0.0242
nov-10	0.0231
dic-10	0.0188

MES-AÑO	GM (\$./KWh)
ene-11	0.0176
feb-11	0.0217
mar-11	0.0216
abr-11	0.0179
may-11	0.0188
jun-11	0.0259
jul-11	0.0204
ago-11	0.0315
sep-11	0.0336
oct-11	0.0271
nov-11	0.0286
dic-11	0.0216

ANEXO N° 03: COSTOS FIJOS TOTALES (US\$) DE LAS CENTRALES TÉRMICAS DEL COES - SINAC

EMPRESA	TECNOLOGIA	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
AIPSAA								
CAHUA								
GD Pacamasyo								
EDEGEL								
TG Santa Rosa UIT	Diesel	44,427.23	91,044.35	0.00	0.00	52,670.80	4,404.97	0.00
TG Santa Rosa UTI 5 - Gas	Gas Natural CC	0.00	1,837,142.21	1,236,028.00	2,536,480.86	1,481,030.39	552,382.71	601,232.88
TG Santa Rosa WTG - D2	Diesel	96,909.25	56,547.17	26,247.30	545,894.82	47,636.56	251.71	10,697.77
TG Santa Rosa WTG - Gas	Gas Natural CC	3,990,188.78	5,199,408.52	2,927,638.23	1,692,826.54	2,151,681.93	854,482.45	925,582.19
Santa Rosa TG8	Gas Natural CC	0.00	0.00	0.00	0.00	424,818.49	7,553,581.34	9,607,859.59
Santa Rosa UTI 6 - Gas	Gas Natural CC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	509,267.98
Santa Rosa UTI6 - D2	Diesel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7,551.37
TG Ventanilla D2	Diesel	34,862.16	76,237.37	19,702.78	340,956.93	0.00	0.00	0.00
TG Ventanilla GN	Gas Natural CS	14,557,995.75	11,941,581.27	15,636,082.22	17,434,227.81	16,557,777.60	16,660,234.26	17,430,927.29
TG Ventanilla GN CC	Gas Natural CC	0.00	2,259,557.75	9,066,651.11	11,911,135.27	11,255,811.22	10,718,459.33	0.00
TG3 Ventanilla - D2	Diesel	0.00	0.00	0.00	0.00	5,726.46	0.00	0.00
TG4 Ventanilla - D2	Diesel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3,586.90	0.00
Ventanilla TV7								
EEPSA								
Malacas TG1	Gas Natural CS	425,859.91	155,796.68	186,072.24	230,496.19	344,833.12	378,776.78	388,709.60
Malacas TG2	Gas Natural CS	400,910.55	303,044.89	290,804.84	388,428.04	425,390.65	140,154.45	0.00
Malacas TG3	Gas Natural CS	44,111.11	126,381.46	48,287.59	0.00	0.00	0.00	0.00
Malacas TGN4	Gas Natural CS	3,163,486.10	4,044,300.49	4,175,304.23	4,739,441.52	3,764,539.07	4,828,133.01	5,114,229.53

EMPRESA	TECNOLOGIA	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
EGASA								
CT Chilina	Diesel	168,961.90	164,437.37	38,505.69	191,634.89	163,990.58	261,340.33	121,451.20
Mollendo Mirles								
Mollendo TG1 - TG2	Diesel	12,711.47	54,816.65	56,094.09	0.00	0.00	0.00	0.00
Pisco TG1	Gas Natural CC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	35,599.32	1,377,495.72
Pisco TG2	Gas Natural CC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100,864.73	1,599,991.44
EGEMSA								
Dolorespata	Diesel	377.57	2,026.28	4,625.21	19,696.49	0.00	2,076.63	0.00
EGENOR								
GD Chiclayo Oeste	Diesel/Residual	124,345.89	159,724.06	238,340.11	269,225.21	198,978.60	149,265.41	125,226.88
GD Paita	Diesel	20,577.48	25,441.82	42,407.23	61,229.02	12,648.54	0.00	0.00
GD Piura 2	Diesel	12,963.18	23,767.94	13,063.87	24,862.89	0.00	0.00	0.00
GD Sullana	Diesel	28,821.06	41,822.00	59,636.94	102,327.35	37,630.99	0.00	0.00
Piura 1 Residual	Residual	145,741.44	180,263.78	150,523.97	88,036.39	73,248.29	99,048.80	0.00
TG Chimbote	Diesel	4,342.04	48,536.43	90,597.56	293,874.14	68,528.68	50,782.96	76,772.26
TG Piura - R6	Diesel/Residual	95,461.90	153,670.38	166,211.94	271,515.80	88,476.88	69,032.11	302,684.08
TG Trujillo	Diesel	1,258.56	33,200.86	26,668.92	18,626.71	5,348.89	62.93	0.00
Las Flores	Gas Natural CS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	102,300.23	2,318,179.59
EGESUR								
CT Calana								
CT Moquegua								
Independencia G1	Gas Natural CS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10,245.67	198,656.42
Independencia G2	Gas Natural CS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11,418.83	173,628.84
Independencia G3	Gas Natural CS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9,854.61	200,220.64
Independencia G4	Gas Natural CS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9,698.19	188,488.96

EMPRESA	TECNOLOGIA	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
SDF ENERGÍA								
Oquendo	Gas Natural CC	0.00	0.00	0.00	0.00	1,853,537.67	2,013,339.04	2,463,274.83
SHOUGESA								
Cummins	Diesel	4,845.46	5,990.75	2,668.15	5,172.69	7,551.37	503.42	0.00
San Nicolás TG1	Residual	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,258.56
San Nicolás Tv1	Residual	221,255.14	192,836.82	75,010.27	342,718.92	175,632.28	16,487.16	31,464.04
San Nicolás Tv2	Residual	51,097.60	60,423.54	28,802.18	331,253.42	164,431.08	119,563.36	36,498.29
San Nicolás Tv3	Residual	401,732.88	407,421.58	135,559.67	738,385.53	488,573.63	105,970.89	66,703.77
TERMOSELVA								
Aguaytia TG1	Gas Natural CS	5,477,911.55	4,742,530.86	4,541,410.80	4,978,838.15	4,707,218.51	2,488,992.82	2,996,270.58
Aguaytia TG2	Gas Natural CS	4,619,621.98	4,235,886.62	4,386,779.46	4,591,896.12	3,412,119.46	3,493,615.52	825,910.14
TOTAL								
EMPRESA	TOTAL	47,857,278.69	51,402,177.53	73,118,832.88	94,972,429.47	92,328,412.08	111,983,238.78	112,374,082.52

ANEXO N° 04: COSTOS VARIABLES TOTALES (US\$) DE LAS CENTRALES TÉRMICAS DEL COES - SINAC

EMPRESA	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
AIPSAA							
CAHUA							
GD Pacamasyo							
EDEGEL							
TG Santa Rosa UIT	1,548,258.00	0.00	0.00	0.00	1,451,358.00	183,834.00	0.00
TG Santa Rosa UTI 5 - Gas	0.00	6,818,199.40	4,424,787.60	4,386,201.30	5,406,697.00	1,350,694.80	1,428,800.00
TG Santa Rosa WTG - D2	0.00	1,456,630.60	764,127.20	14,218,161.10	1,155,939.00	9,300.40	526,150.00
TG Santa Rosa WTG - Gas	12,387,757.00	14,806,330.88	8,378,469.70	2,174,087.60	6,440,664.00	1,748,074.30	2,087,280.00
Santa Rosa TG8	0.00	0.00	0.00	0.00	747,504.00	13,963,360.80	19,432,000.00
Santa Rosa UTI 6 - Gas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,287,500.00
Santa Rosa UTI6 - D2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	404,880.00
TG Ventanilla D2							
TG Ventanilla GN	50,256,990.00	38,964,905.76	26,789,454.20	26,749,464.00	35,566,608.00	37,405,609.60	44,574,000.00
TG Ventanilla GN CC	0.00	4,147,256.85	9,168,700.00	10,840,680.00	14,455,775.00	14,231,738.30	0.00
TG3 Ventanilla - D2	0.00	0.00	0.00	0.00	144,963.00	0.00	0.00
TG4 Ventanilla - D2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	134,314.80	0.00
Ventanilla TV7							
EEPSA							
Malacas TG1	1,671,615.00	1,413,722.40	2,119,778.10	4,685,889.00	3,897,556.00	6,585,511.40	11,545,310.00
Malacas TG2	1,532,674.00	2,679,355.05	3,227,397.60	7,747,584.00	4,721,052.00	2,391,065.60	0.00
Malacas TG3	167,508.00	1,108,668.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Malacas TGN4	17,554,432.00	20,125,532.00	21,354,000.00	52,659,662.00	39,565,326.00	54,898,267.60	64,474,540.00

EMPRESA	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
EGASA							
CT Chilina	2,207,070.00	2,251,708.27	602,721.50	3,489,913.80	2,314,128.00	5,550,484.50	3,199,940.00
Mollendo Mirles	5,919,480.00	4,293,299.70	2,007,131.20	7,907,800.00	3,249,000.00	6,686,782.90	1,458,480.00
Mollendo TG1 - TG2	367,640.00	1,491,061.87	1,682,963.20	0.00	0.00	0.00	0.00
Pisco TG1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	85,608.00	1,170,120.00
Pisco TG2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	242,556.00	1,359,120.00
EGEMSA							
Dolorespata	10,008.00	54,070.24	138,988.50	0.00	0.00	0.00	0.00
EGENOR							
GD Chiclayo Oeste	2,041,208.00	2,944,565.82	4,855,575.00	7,343,530.30	5,972,367.20	8,540,142.84	10,815,289.60
GD Paita	546,090.00	724,060.87	1,275,692.70	1,894,431.00	327,630.00	0.00	0.00
GD Piura 2	0.00	0.00	340,879.20	789,804.90	0.00	0.00	0.00
GD Sullana	742,418.00	1,115,464.64	1,744,715.70	3,081,459.50	932,880.00	0.00	0.00
Piura 1 Residual	2,248,836.00	3,182,284.14	2,915,848.00	2,049,535.00	1,510,872.00	2,829,422.40	0.00
TG Chimbote	156,837.00	0.00	3,374,656.80	12,688,390.00	2,467,674.00	0.00	5,527,820.00
TG Piura - R6	1,990,304.00	3,618,067.20	4,284,188.60	9,091,072.90	2,748,730.00	2,998,649.50	16,709,940.00
TG Trujillo	47,420.00	1,205,935.32	1,031,953.00	652,680.00	173,995.00	0.00	0.00
Las Flores	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	375,657.60	9,810,840.00
EGESUR							
CT Calana							
CT Moquegua							
Independencia G1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	29,841.80	195,580.00
Independencia G2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	33,258.80	170,940.00
Independencia G3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	28,702.80	197,120.00
Independencia G4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	28,247.20	185,570.00

EMPRESA	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ELECTROPERÚ							
Trujillo Norte	0.00	0.00	0.00	0.00	12,734,352.00	27,169,862.00	44,629,200.00
Tumbes - Mak1 - Mak2	3,661,992.00	3,732,230.46	2,734,671.00	4,395,059.30	2,235,937.00	6,013,799.40	4,035,000.00
Yarinacocha	5,672,835.00	5,564,244.81	2,442,450.00	4,811,413.20	1,608,003.00	510,877.50	0.00
ENERSUR (EDELSUR)							
Chilca	0.00	967,430.14	13,695,654.00	9,219,315.60	9,444,102.00	38,970,784.00	12,454,200.00
Ilo Catkato	229,220.00	139,852.30	116,512.50	988,144.00	764,664.00	659,138.30	338,780.00
Ilo TG1	111,060.00	496,944.00	284,015.00	5,681,184.00	2,014,135.00	3,296,917.20	1,309,100.00
Ilo TG 2	376,300.00	1,212,145.90	521,925.60	7,789,230.00	4,515,612.00	5,802,299.80	2,958,720.00
Ilo Tv1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ilo Tv2	7,092,625.00	4,915,444.90	1,860,897.50	2,012,035.40	1,277,856.00	1,267,564.20	142,170.00
Ilo Tv3	17,914,832.00	15,891,196.02	21,699,648.00	24,829,377.30	31,654,095.00	45,835,961.60	35,715,710.00
Ilo Tv4	4,237,212.00	7,664,696.97	3,910,566.00	13,764,590.40	19,501,415.00	17,821,706.00	4,260,090.00
Ilo 2 Tv1	20,855,088.00	19,628,167.56	25,876,188.80	53,374,912.10	51,010,335.00	46,165,628.40	36,620,000.00
KALLPA							
Kallpa TG1	0.00	0.00	7,136,175.00	3,950,384.00	11,454,144.00	9,869,620.30	4,932,450.00
Kallpa TG2	0.00	0.00	0.00	0.00	7,807,195.00	14,101,348.40	5,436,000.00
Kallpa TG3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12,087,743.00	6,000,150.00
PETRAMAS							
Huaycoloro							
SAN GABÁN							
CT Bellavista	167,895.00	135,900.96	85,853.10	70,466.70	49,000.00	41,636.80	32,170.00
CT Taparachi	308,736.00	306,205.24	141,487.20	415,335.50	319,668.00	295,104.60	199,500.00
CT Tintaya							

EMPRESA	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
SDF ENERGÍA							
Oquendo	0.00	0.00	0.00	0.00	5,417,016.00	5,936,976.00	672,570.00
SHOUGESA							
Cummins	105,336.00	132,851.60	65,465.60	114,011.40	164,520.00	15,994.40	0.00
San Nicolás TG1							
San Nicolás Tv1	3,343,716.00	3,164,605.88	1,461,392.00	7,570,218.00	3,262,679.00	447,286.40	1,132,500.00
San Nicolás Tv2	780,332.00	1,001,392.58	567,090.30	7,390,656.00	3,083,340.00	3,190,100.00	1,292,240.00
San Nicolás Tv3	5,662,608.00	6,232,904.88	2,477,330.00	15,289,141.40	8,509,344.00	2,750,308.80	2,297,020.00
TERMOSELVA							
Aguaytia TG1	14,498,280.00	9,429,131.25	9,348,626.00	14,832,523.70	14,264,082.00	10,151,856.00	16,090,200.00
Aguaytia TG2	12,344,794.00	8,064,364.44	9,198,579.60	13,973,337.00	10,557,734.00	14,374,484.20	4,477,440.00
TOTAL	198,759,406.00	201,080,829.89	204,106,555.00	362,921,681.40	334,899,946.20	427,108,123.24	381,586,429.60

ANEXO N° 05: COSTOS AMBIENTALES PARA PERÚ (2005 – 2011)

Transferencia de valores, Metodología ExternE.

TECNOLOGÍA	RECEPTORES (CENT US\$ /KWh)					Total (CENT US\$ /KWh)	Total (US\$ /MWh)
	Salud	Pérdida de biodiversidad	Cultivos	Materiales de construcción	Cambio climático		
Diesel	0.48	0.04	0.005	0.0023	0.17	0.70	7.01
Gas Natural CS	0.16	0.03	0.005	0.0021	0.73	0.93	9.27
Gas Natural CC	0.10	0.02	0.004	0.0014	0.49	0.61	6.14
Carbón	0.46	0.05	0.007	0.0028	1.00	1.52	15.16

DATOS:

PERÚ			UNIÓN EUROPEA	
Año	TC Nominal	PBI per capita (PPA) (US \$)	TC (EURO/US\$)	PBI per capita (PPA) a dólares internacionales actuales (US\$)
2005	3.297	6,030.00	1.24	26,842.32
2006	3.275	6,820.00	1.26	29,070.27
2007	3.129	7,620.00	1.37	30,689.38
2008	2.926	8,280.00	1.47	31,832.91
2009	3.012	8,390.00	1.39	31,015.74
2010	2.826	9,320.00	1.33	31,642.22
2011	2.755	10,160.00	1.39	32,754.04

elasticidad ingreso =	0.54
-----------------------	------

ANEXO N° 06: COSTOS ECONÓMICOS POR TIPO DE CENTRAL, PERÚ (2009)

Comparación de los costos privados y ambientales de las centrales térmicas e hidroeléctricas del Perú en el periodo 2009.

Tipo de Central	Costo fijo anual (miles de US\$ / MW año)	Costo Variable (US\$ / MWh)	Costos de contaminación (US\$ / MWh)
Diesel	55.12	158.8	9.11
Gas natural CS	68.51	31.4	11.75
Gas natural CC	86.62	18.5	7.87
Carbón	105.04	15	19.53
Hidráulica de pasada	204.89	0.8	0.19
Hidráulica de embalse	233.15	0.8	0.13
Eólica	215.82	0	0.37

Fuente: OSINERGMIN